

Digitized by the Internet Archive  
in 2023 with funding from  
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761116486093>











CAI PET  
A56

D

Government  
Publications

Petro-Canada  
Petro-Canada  
Petro-Canada

# Petro-Canada

1976 ANNUAL REPORT







CAI PET  
- A56

Petro-Canada  
Petro-Canada  
Petro-Canada

Petro-Canada

## Board of Directors

- \*\* Maurice F. Strong**  
Chairman of the Board,  
Petro-Canada
- \* Donald Harvie**  
Deputy Chairman of the Board,  
Petro-Canada;  
Chairman,  
The Devonian Group of Charitable  
Foundations,  
Calgary
- Hon. John B. Aird, O.C., Q.C.**  
A Senior Partner,  
Aird, Zimmerman and Berlis,  
Toronto
- \* J. Claude Hébert**  
Chairman of the Board and  
Chief Executive Officer,  
Bombardier — MLW Ltd.,  
Montreal
- \* Wilbert H. Hopper**  
President and Chief Executive Officer,  
Petro-Canada,  
Calgary
- Arthur Kroeger**  
Deputy Minister,  
Indian Affairs and Northern Development,  
Ottawa
- \* Gordon M. MacNabb**  
Deputy Minister,  
Energy, Mines and Resources,  
Ottawa
- David McD. Mann**  
Partner,  
Cox, Downie, Nunn and Goodfellow,  
Halifax
- T. K. Shoyama**  
Deputy Minister,  
Finance,  
Ottawa
- Donald G. Willmot**  
Chairman of the Board,  
The Molson Companies Limited,  
Toronto
- \*\* Chairman of Executive Committee**
- \* Member of Executive Committee**

## Senior Personnel

**Maurice F. Strong**  
Chairman of the Board

**Wilbert H. Hopper**  
President and Chief Executive Officer

**Donald W. Axford**  
Senior Vice-President, Exploration Planning

**Joel I. Bell**  
Vice-President, Corporate Planning

**Ronald P. Havelock**  
Vice-President (Law), Secretary and General Counsel

**William Morrow**  
Controller

**Donald M. Wolcott**  
Vice-President, Transportation and Operations

**Leonard Youell**  
Treasurer

## Head Office

Canada Place  
407 - 2nd Street S.W.  
Calgary, Alberta

**Postal Address**  
P.O. Box 2844  
Calgary, Alberta  
T2P 2M7

**Phone Number**  
(403) 264-7015

**Telex Number**  
03825753

**Ottawa Office**  
350 Sparks Street  
Suite 306  
Ottawa, Ontario  
K1R 7S8

**Phone Number**  
(613) 238-8951

**Telex Number**  
0534135

## PETRO-CANADA EXPLORATION INC.

**Head Office**  
Guinness House  
727 - 7th Avenue S.W.  
Calgary, Alberta  
T2P 0Z6

**Phone Number**  
(403) 266-8311

## Directors

**Wilbert H. Hopper**  
Chairman of the Board,  
Petro-Canada Exploration Inc.

**Donald W. Axford**  
Senior Vice-President,  
Exploration Planning, Petro-Canada

**Joel I. Bell**  
Vice-President, Corporate Planning,  
Petro-Canada

**John Godfrey**  
General Manager — Lands,  
Petro-Canada Exploration Inc.

**Ronald P. Havelock**  
Vice-President (Law), Secretary and  
General Counsel,  
Petro-Canada Exploration Inc.

**Robert A. Meneley**  
Vice-President, Exploration,  
Petro-Canada Exploration Inc.

**Sam Stewart**  
President,  
Petro-Canada Exploration Inc.

**Maurice F. Strong**  
Chairman of the Board,  
Petro-Canada

**Ernest M. Tetreau**  
Vice-President, Operations,  
Petro-Canada Exploration Inc.

**Donald M. Wolcott**  
Vice-President,  
Transportation and Operations,  
Petro-Canada

## Auditors

Peat, Marwick, Mitchell & Co.,  
Calgary, Canada





The Honorable Alastair Gillespie, P.C., M.P.  
Minister of Energy, Mines and Resources  
House of Commons  
Ottawa, Canada  
K1A 0A7

Dear Mr. Gillespie:

On behalf of the Board of Directors, I am pleased to present this first Annual Report of Petro-Canada for the fiscal year ended December 31, 1976.

In accordance with the provisions of the Financial Administration Act, the Report includes the Consolidated Balance Sheet and the related statements certified and signed by Petro-Canada's auditors.

I would like also to record the appreciation of the Board of Directors for the encouragement and support it has received from the Government of Canada. This has contributed significantly to the notable progress made in the first year of Petro-Canada's development.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, reading "Maurice Strong". The signature is fluid and cursive, with a large, stylized 'M' and 'S'.

MAURICE F. STRONG  
Chairman of the Board

This was Petro-Canada's first year. It began with a few individuals creating a corporate structure, formulating corporate policies and recruiting appropriate staff. While Petro-Canada was created on July 30, 1975 when an enabling Act passed by Parliament received Royal Assent, it was only in January 1976 that the Corporation's actual operations began. It is now an established and important element in the Canadian energy field.

Petro-Canada's mandate, as defined in the Act, applies generally to the energy field and makes Petro-Canada a key element in the evolution and implementation of national energy policy.

After setting up Corporate headquarters in Calgary, Petro-Canada established its presence in the oil and gas industry by recruiting a strong team of professionals. This management team came to Petro-Canada from all parts of the oil and gas industry. It was faced with the enormous challenge of creating in the first year a diversified operating company with a significant asset base.

Initially, Maurice Strong served as Chairman and President and one of his principal tasks during this period was the recruitment of a President for the Corporation. In July, Wilbert H. Hopper, then Senior Vice-President, was named President and Chief Executive Officer.

The Board of Directors is composed of men with backgrounds in the oil industry, other parts of the private sector, and government. This Board provides a valuable combination of knowledge and expertise.

The Corporation was immediately faced with the responsibilities arising from the Government of Canada's transfer to Petro-Canada of its interests in Panarctic Oils Ltd., Syncrude Canada Ltd. and the Polar Gas Project. This meant Petro-Canada became involved in northern exploration, oil sands development and the examination of possible northern gas transmission systems.

In this same period, Petro-Canada purchased Atlantic Richfield Canada Ltd., a production and exploration company, and began one of the major exploration programs in the country.

All of these activities are carried out in keeping with the private sector's operating discipline. While Petro-Canada selects its activities according to the objectives established for the Corporation, its operations and those of its subsidiaries must be both an efficient and profitable use of public resources.

It is also Corporate policy to apply a strict social and environmental attitude to its activities. This is reflected in the creation of a group within the Corporation charged with this responsibility and the incorporation of these considerations into the decision-making process so as to assure that they are based on an acceptable balance of economic, social and environmental factors.

During its first year Petro-Canada has concentrated its efforts on establishing its position within Canada. But the energy business is international and Canada must rely increasingly, during at least the next few years, on supplies of foreign oil. Thus Petro-Canada cannot fulfill its mandate without regard for the international context in which it must be pursued. In its first year of operations, Petro-Canada has already initiated some international



involvement. This has consisted mainly in developing relationships with other national energy companies whose tasks are similar, or complementary, to Petro-Canada's or where cooperation offers the opportunity for the Corporation to advance its goals and mandate.

In all of these actions Petro-Canada's aim has been to complement and strengthen the Canadian energy sector, not to replace any part of it. Petro-Canada works in an industry

which is predominantly private and foreign-controlled. It both cooperates and competes with the private companies. Its unique role is to stimulate and encourage activity in the national interest and to strengthen the Canadian presence in the strategic energy sector. \*

Finally, it should be emphasized that while Petro-Canada is now concentrating on the exploration and development of petroleum resources, particularly in the frontier areas of Canada, the Corporation's efforts must be carried forward with the recognition that oil and gas cannot be the exclusive focus of future energy developments. An important goal for Canada is the development of additional energy sources. With this in mind, Petro-Canada will make efforts to contribute to the development of other sources of energy, including renewable energy — efforts which will expand in importance over the coming years.



Chairman of the Board

*Hamie Strong*



President and  
Chief Executive Officer

*W. A. H. H.*

The first year of operations of Petro-Canada was one of planning and growth, developing the mandate given to it by Parliament, setting priorities and taking the first steps towards achieving those priorities.

Petro-Canada was created as part of Canada's response to the issues which came into sharp focus during the world energy crisis of the mid 70's. The OPEC price increases and supply interruptions, the unsettling downward revision of Canadian supply estimates and consequent increased reliance on imported oil, the large investment requirements for frontier exploration and oil sands projects, the growing importance of oil as a political and strategic commodity of national governments and the growth of national oil companies throughout the world — all contributed to the need for a fundamental reassessment of Canadian energy strategy. In concert with these factors and to an extent as a result of them, there were increased calls within Canada for a greater Canadian presence in the petroleum industry.

One of the Government of Canada's responses was the creation of Petro-Canada.

Petro-Canada's mandate emphasizes certain goals:

**to increase the supply of energy available to Canadians:**

- by means of direct exploration for conventional oil and gas, especially in frontier areas;
- by investment in the development of the Alberta oil sands;
- by ventures seeking to make possible the economic exploration, development and transportation of remote or otherwise difficult to reach resources;
- by projects aimed at developing the technology to utilize economically other sources of hydrocarbons, such as the in-situ recovery of heavy oils;
- by research and development programs on alternative sources of energy;
- by developing opportunities for increased security in foreign supplies where such sources are either necessary or attractive to Canada.

**to assist the Government in the formulation of its national energy policy**

- by accelerating the evaluation of Canada's supply potential from conventional or new sources;
- by providing a better understanding of the costs associated with various domestic resources and their comparison with available alternatives, to ensure competitively priced energy supplies to Canadian industry and consumers;
- by providing Government, as a direct investor in the risky ventures of this critical sector, with insights which will assist in policy development:

**to increase the Canadian presence in the petroleum industry.**



In defining its strategy and pursuing the objectives established, Petro-Canada applies certain operating criteria.

One of the most important is the concept that increased supply and the advancement of technical capacities can only be accomplished if Petro-Canada can supplement activities in which other companies are involved or advance the timing of these activities. Acting as a catalyst, Petro-Canada has offered to take a share of risks and responsibilities in joint ventures with private industry, particularly in the high-risk activities of frontier exploration and technology development. Petro-Canada is also prepared to invest in activities which may build on, or anticipate, future major needs or programs of the energy sector.

In making investments, Petro-Canada seeks the best business and financial terms. In investing public funds Petro-Canada cannot ignore commercial standards of investment and returns. If Petro-Canada is to serve the national interest, it must act commercially in minimizing the costs of operation and maximizing the returns on its investments to its shareholders, the Canadian public. To invest in activities which are not profitable commercially is a legitimate public function in pursuit of social goals, but such activities should be undertaken with a clear identification of the costs and benefits involved. Such reasoning should not be an excuse for the inefficient commitment of resources.

Key objectives of Petro-Canada's relationship with the Government of Canada are to ensure that the Corporation's experience of actual involvement in energy projects reaches Government and to select projects which reflect the Government's policy goals. The Government, as the shareholder of the Corporation on behalf of all Canadians, must be fully informed of Petro-Canada's activities. In addition, the Corporation must be well aware of the Government's energy priorities so as to exercise its mandate effectively. In this relationship, however, the Government does not make available to Petro-Canada confidential commercial information and does not expect Petro-Canada to provide information which would violate its commercial undertakings.

## Priorities

The major priority has been to become established in conventional exploration activities, especially in frontier areas, where costs are high, risks are substantial and development timing is long, but where the potential is significant and the need to determine the presence and costs of any resource is crucial to the public interest. In 1976, the focus of the exploration program was in the frontier regions where additional or renewed investment support was required. Petro-Canada moved quickly to revive interest and activity in the Scotian Shelf and to increase activity in the offshore Newfoundland and Labrador area, in the high Arctic and in several areas of the Northwest Territories and the Yukon.

The second major priority of Petro-Canada was to take responsibility for various investments by the Government of Canada in the energy industry. Petro-Canada entered the Polar Gas Project following up a Government commitment. The Government of Canada's 15% share of Syncrude Canada Ltd. was acquired by Petro-Canada which also acquired the Government's investment in Panarctic Oils Ltd. The transfer of these holdings is an indication of Petro-Canada's role as the effective instrument to operate these Government interests in the energy sector. These activities contribute to expanding Canada's knowledge of its frontier resources, to furthering the economic development of conventional energy sources, to developing the technical expertise for increasing hydrocarbon supplies and to advancing the delivery of frontier and non-conventional sources of energy to market.

A further early priority was to gain an operating capability and develop a cash flow from existing Canadian production to support a substantial exploration commitment. In August, Petro-Canada purchased 100% of the outstanding shares of Atlantic Richfield Canada Ltd. for \$342.4 million. Renamed Petro-Canada Exploration Inc., the company owns producing oil and gas properties, 10.6 million net acres of undeveloped oil and gas properties in Alberta, British Columbia, the Northwest Territories, the Arctic Islands and Hudson's Bay and a one-third interest in 1.2 million acres of oil sands leases. This acquisition brought the combined Petro-Canada staff to 400 people including some 300 in Petro-Canada Exploration Inc.

Petro-Canada initiated several activities in 1976 which should assume greater importance in 1977 and beyond. The development and production of high Arctic reserves, particularly in the offshore areas, will require proven operational viability and actual operating experience in this hostile environment. Petro-Canada has begun a venture for this purpose in cooperation with others.

Heavy oil reserves in Western Canada offer the potential of making a significant contribution to Canadian oil supply. Technical advances in both extraction and processing would increase the supplies available and improve the commercial viability of production. Large scale processing facilities would assist the development of the numerous smaller holdings of heavy oils. Petro-Canada has joined interested industry

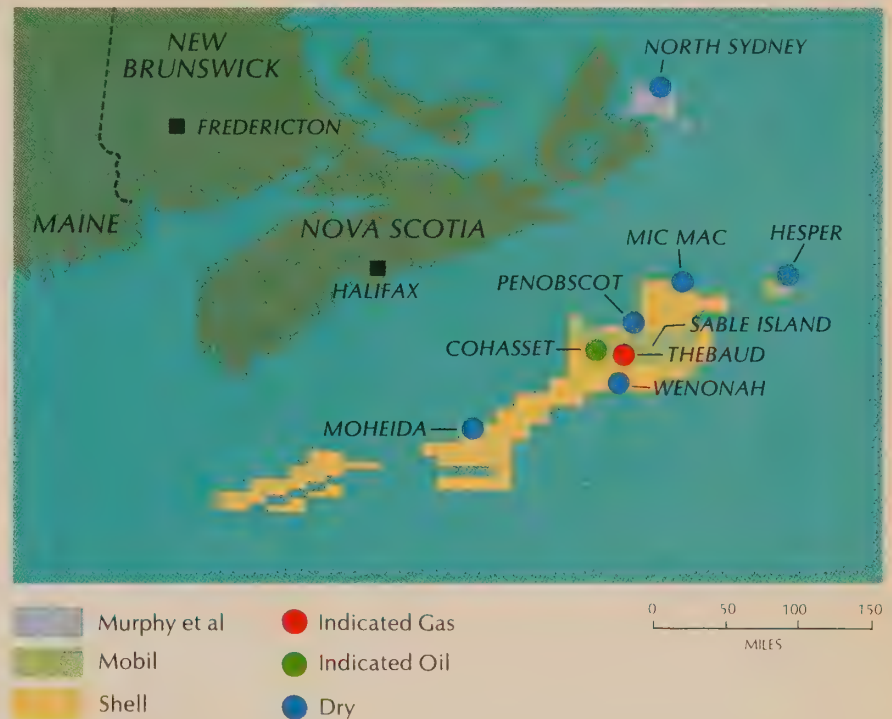
participants and Provincial governments in actively examining the potential for further activity.

Other ventures involving development of the technology needed to improve the capacity, the environmental safety and the economics of exploration, development, and transportation of oil and gas in Canada have also been under review in 1976 and continue to be a focus of activity.

Petro-Canada is subject to all the rules of any other business corporation in the industries in which it operates. It is subject to taxes, royalties and abides by all the applicable rules and regulations. In this way, as a business entity it makes its proper contribution to public revenues and activities.

Many of the joint venture agreements in which Petro-Canada has participated involve multi-year exploration programs. The summary table of Petro-Canada's land ownership reflects the difference between the maximum acreage earnable by Petro-Canada and the acreage actually earned by 1976 exploration. The total land inventory of over 88 million gross acres includes the 23.6 million gross acres acquired in the Atlantic Richfield Canada Ltd. purchase. If all earning options were exercised, Petro-Canada's net acreage position would be 19.5 million acres. Petro-Canada's frontier exploration operations were conducted in three main areas, the Scotian Shelf, the Labrador-Newfoundland Offshore and the Arctic Islands.

## Scotian Shelf



## Scotian Shelf

On the Scotian Shelf, the results of industry exploration had generally narrowed the remaining exploration prospects to the Sable Basin. Industry exploration efforts were virtually halted. While the prospects on the Scotian Shelf do not appear significant on a world-scale basis, they appear to be sufficiently large to provide an important local supply for the Maritimes, to reduce the dependence on imported oil and to be a potentially important revenue source for Petro-Canada.

Accordingly, Petro-Canada moved to earn an interest in acreage (farm-in) on the Scotian Shelf, primarily in the Sable Basin area, and to conduct an exploration program to determine the availability and viability of producing oil and gas from this area.

In addition, delineation drilling will be carried out to determine the magnitude of previous discoveries. Production may become possible especially as smaller reserves become more attractive economically in the light of increased energy costs. This exploration involving both seismic and drilling activities was undertaken following agreements with both Shell and Mobil.



The earning commitments for a 50% interest in the Shell 4.1 million permit acres involved the drilling of four exploratory wells at a gross cost of approximately \$16 million and Sulpetro of Canada Ltd. joined Petro-Canada for 10% of this program. At year-end, Petro-Canada/Shell-Moheida P-15, some 120 miles southwest of Sable Island, was still drilling. The three other wells, Shell/Petro-Canada Mic-Mac D-89, Petro-Canada/Shell Wenonah J-75, and Petro-Canada/Shell Penobscot L-30 were abandoned.

Although abandoned, the Petro-Canada/Shell Penobscot L-30 did find oil and gas in several thin sands between 8,500 feet and 10,000 feet. New seismic data confirms the possibility that these sands may be encountered at a higher elevation two miles to the west of this well, and a follow-up well is scheduled to explore this possibility in 1977.

Two other prospects were drilled: Shell et al N. Sydney G-24 and Petro-Canada Mobil Hesper I-52, both were unsuccessful. The single offshore well near Sydney, N.S., was drilled jointly with Shell and the Murphy group which includes Murphy, Husky, CNG Development, Francana, LL&E, and SOQUIP, the Quebec Government petroleum corporation.

At year-end, an agreement with Mobil was concluded; it will involve a five-well commitment and seven ongoing options which could result in a minimum of \$24 million and a maximum of \$48 million in drilling

expenditures over the next two to three years. This expenditure will earn Petro-Canada a 40% working interest in approximately one million acres, again in the vicinity of Sable Island. This drilling program will include at least two delineation wells, one at the Cohasset oil discovery and one at the Thebaud gas discovery. If successful, additional delineation drilling could result in the confirmation of these discoveries as commercial oil and gas fields. All of the locations on the Mobil land are close to Sable Island in waters too shallow for the large floating semi-submersibles used in the Atlantic. A jack-up rig will be brought from the Gulf Coast for these operations. The oil and gas discovery made earlier by Mobil at the west tip of Sable Island is not included in this project.

## Newfoundland - Labrador Offshore

Off the Labrador Coast, the initial drilling results have been more encouraging than elsewhere on the East Coast, with gas discoveries indicated at Bjarni, Gudrid and Snorri. The harsh physical environment of that area has resulted in extremely high drilling costs.

In the course of 1976, Petro-Canada committed to participation in three separate programs, one of which involved only seismic surveys.

Petro-Canada's initial exploration farm-in on the Labrador Coast was with British Petroleum where a commitment was made to spend \$13 million to earn a 15% interest in 12.6 million acres. The primary objective for this program was to complete the drilling of the Indian Harbour well which had been started by the British Petroleum led group, including Gulf, Columbia, and Chevron, who had drilled this location to a depth of 7,800 feet during 1975. The well was deepened to 12,986 feet and encountered a section somewhat similar to the nearby Gudrid well, but found the Gudrid Carbonate reservoir was not porous at this location. Total cost of this exploratory well was \$14.6 million of which Petro-Canada's share was approximately \$5.6 million.

As part of a \$20 million seismic and drilling program, seismic surveys were conducted on the 5.6 million acre Texaco-Shell Gander block. As a partner in this venture, Petro-Canada will pay 20% of the cost of the program to earn a 10% interest in the entire block. Drilling, which is scheduled to commence in 1978, will evaluate large structures present in the deeper waters of Canada. This will be the first drilling in water depths of 4,000 to 6,000 feet.

## Newfoundland/Labrador Offshore



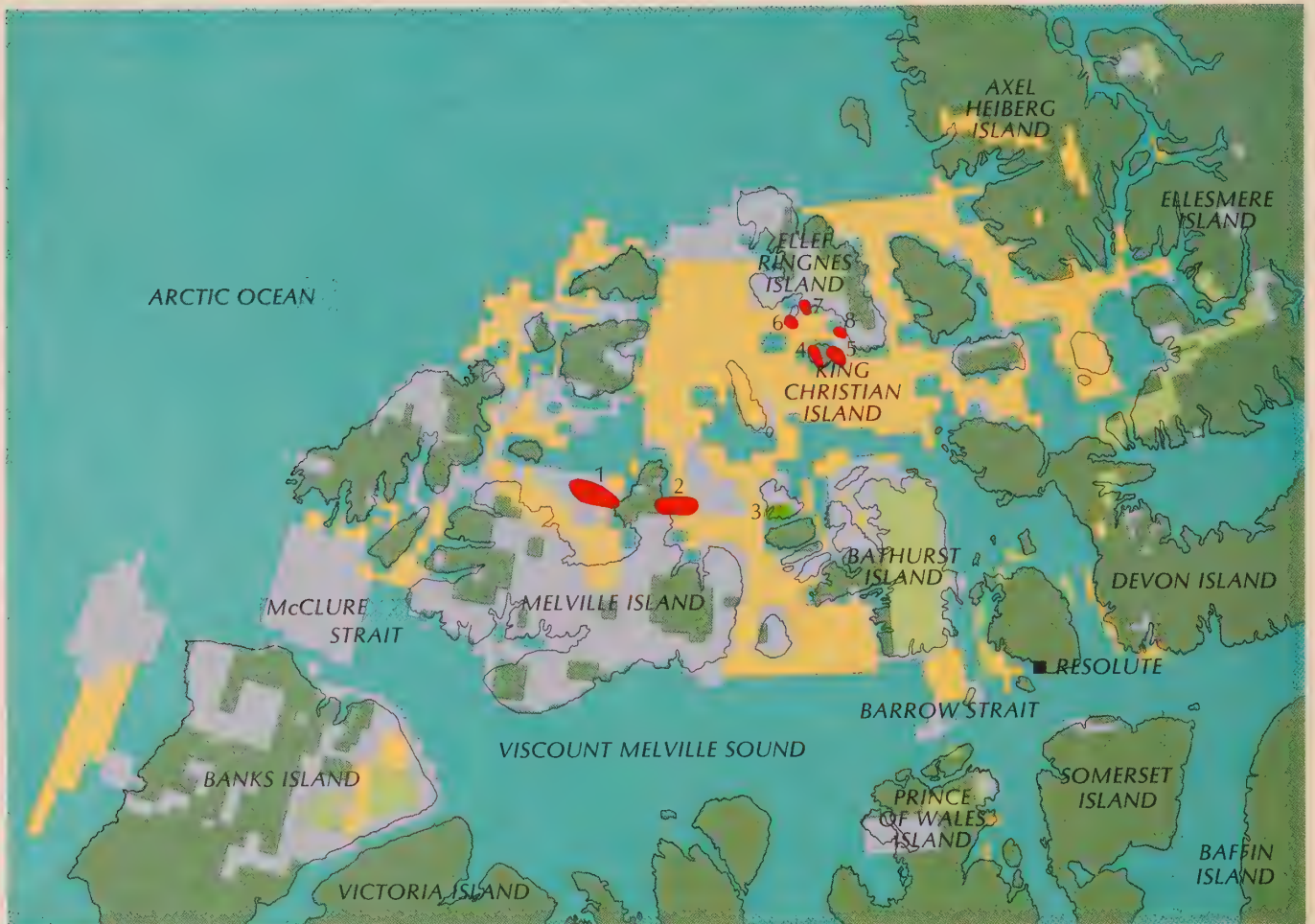
To the north, off the mouth of Hudson Strait, Petro-Canada joined a third group of companies in a seismic survey where Petro-Canada will pay 20% of the cost. Should the results of the survey warrant drilling, a commitment must be made in 1977. Petro-Canada would earn a 10% interest in the 3.6 million acre block.

## Arctic Islands

While most of the discoveries made in the Arctic Islands have been onshore, the structures extend offshore and numerous geologically similar features are present in the offshore areas between the islands.

Petro-Canada's involvement in the Arctic Islands has three facets; first, as a shareholder in Panarctic Oils Ltd., then as a landholder in its own right and, finally, as an 18% working interest partner in a four-company exploration group. Petro-Canada opened negotiations to launch a major drilling program. A farm-in

## Arctic Islands



Panarctic  
Sun Global  
Petro-Canada

Gas Field  
Oil Field

1. Hecla Gas Field
2. Drake Point Gas Field
3. Bent Horn Oil Pool
4. Wallis Gas Field
5. E. King Christian Gas Field
6. Thor Gas Field
7. Kristoffer Gas Field
8. Jackson Gas Field

0 50 100 150  
MILES



agreement was successfully negotiated by a four-company group (Petro-Canada 18%, Panarctic 22%, Gulf 25% and Imperial Oil 35%) with Sun Oil Company Limited and Global Arctic Islands Limited who controlled the majority of the offshore Sverdrup Basin acreage. An \$80 million exploration program will be conducted over a four to six year period to enable the group to earn 60% of the Sun and Global Arctic interests in 33 million gross acres. The agreement is retroactive to January 1, 1976, and includes the Sun and Global Arctic interest in the Jackson Bay gas field discovered in 1976 and some proven gas reserves in both the Hecla and Drake Point gas fields.

## Other

In the Northwest Territories, Petro-Canada has joined Gulf and Mobil in a farm-in commitment well which will be drilled in Sadene Lake in 1977. This well will earn Petro-Canada a 25% interest in a 1.5 million acre block of land. The Corporation has plans to participate in two additional wildcats in the Northern Mainland.

In British Columbia and Alberta, Petro-Canada's operations were largely confined to step-out drilling in known shallow gas fields. The indicated 1976 gas discovery at Bison was the subject of an extensive drilling program which commenced in late 1976 and continued into 1977.

## Acreage Acquired through Arcan\* Purchase

Millions of Acres

Area	Gross	Net
Alberta	3.2	2.1
British Columbia	.4	.3
Hudson Bay	7.8	2.8
Arctic & N.W.T.	10.7	4.9
Sub-Total	22.1	10.1
Alberta Oil Sands	1.5	.5
Total	23.6	10.6

## Acreage Acquired by Petro-Canada

	Gross	Net	Maximum Net Earnable
East Coast	29.9	.2	6.4
Arctic & N.W.T.	34.5	—	2.3
Total	64.4	.2	8.7
<b>Total Acreage</b>	<b>88.0</b>	<b>10.8</b>	<b>8.7</b>

This Acreage table does not include approximately 47.1 million acres of Panarctic Oils Ltd. in which Petro-Canada has approximately 45 per cent interest.

\*Atlantic Richfield Canada Ltd.

Through Petro-Canada Exploration Inc., the Corporation operated approximately 1,000 oil and gas wells, five gas plants, twelve gas treating and compressor stations and fifteen consolidated oil handling facilities. The Corporation held varying interests in numerous other oil and gas projects or units operated by other companies. During the year, Petro-Canada continued to devote attention to increasing reserves through development activity. For the five month period, August through December 1976, following the acquisition of Atlantic Richfield Canada Ltd. the Corporation participated directly in 45 appraisal and development wells which resulted in 7 oil wells and 34 gas wells.

## 1976 Well Completions\*

(Gross Working Interest)

### EXPLORATORY

Oil	0
Gas	2
Dry	6
Sub-Total	8

### APPRAISAL/DELINEATION

Oil	0
Gas	1
Dry	1
Sub-Total	2

### DEVELOPMENT

Oil	7
Gas	33
Dry	3
Sub-Total	43

TOTAL	53
-------	----

## Natural Gas

Net gas sales after royalty averaged 58.4 million cubic feet per day for the five month period ending December 31, 1976. This corresponds to gross gas production (before royalty) of 87.8 million cubic feet per day. By year-end, gross production had exceeded a level of 100 million cubic feet per day. Major fields contributing to the Corporation's gas sales were the Alderson-Medicine Hat shallow gas operations, Gold Creek, Westlock, and fields in Northern British Columbia. The average price for natural gas sales during the five month period was 89 cents per thousand cubic feet.

Shallow drilling for Bluesky and Milk River formation gas continued to highlight gas reserve development. Planning and development of a 30 million cubic feet per day gas plant to be operated by the Corporation in the Connorsville area of southeastern Alberta was initiated. Work also continued on the development of other major gas projects in central and northern Alberta at Sedgewick, Strachan, and Paddle Prairie.

During the period August through December 1976, the Corporation's Keg River production, (6.0 million cubic feet per day gross) was restricted significantly by failure of the purchaser's transmission system. Westlock production was curtailed through price arbitration proceedings with the purchaser. Sales of natural gas were reduced because of the effects of oil prorationing. These reductions, along with some constraints imposed by gas purchasers, reduced Corporation production to an average of about 85% of capacity during the period.

## Oil and Natural Gas Liquids

During the period August through December 1976 the Corporation produced 27,760 barrels per day of oil and natural gas liquids (17,000 barrels per day net after royalty deductions). Production for 1976 was 23% lower than 1975. This was caused mainly by reduced production quotas resulting from restrictions of exports to the United States. These restrictions resulted in 30% of the Corporation's capacity being shut-in. The average price during the period for these products was \$8.82 per barrel. Major fields contributing to the Corporation's oil production were Swan Hills, Bellshill Lake and Nipisi.

During the five month period ending December 31, 1976 the Corporation's producing properties generated approximately \$26 million net revenue after royalties and operating expenses.

\*Includes Petro-Canada Exploration Inc. from August through December 1976 and excludes Panarctic Oils Ltd.

## Oil Sands In-situ Research

Petro-Canada Exploration Inc. has actively continued as the operator of a joint Petro-Canada, Canada-Cities Services, Imperial Oil project, which is engaged in a shared cost program for the development of in-situ methods of extraction from 34 leases in the Alberta Oil Sands. This group pooled its 1.2 million acres of deeper, non-mineable holdings 19 years ago and has made considerable progress in conducting research into recovery methods and in drilling to evaluate these large holdings. This has resulted in fairly reliable estimates of 160 billion barrels of bitumen in place, shared equally by the three companies.

The group's recent research has concentrated on an innovative concept involving electrical preheating of the formation followed by steam drive. Petro-Canada holds the basic patents on this electric preheat process in Canada, the United States and other countries. A Canadian company has been retained to produce a design and cost estimate for a pilot plant to utilize this method. Discussions are in progress with several other companies that have expressed interest in joining the project.

## Areas of Significant Production

Oil, Condensate and Natural Gas Liquid  
Production — August through  
December 31, 1976  
(Barrels Per Day)

	Gross Before Royalty
<b>ALBERTA</b>	
Swan Hills	5,165
Bellshill Lake	4,190
Nipisi	3,105
Carson Creek	1,750
Redwater	1,610
Utikuma	1,300
Pembina	1,010
House Mountain	955
Virginia Hills	725
Gilby	600
Snipe Lake	600
Kaybob	485
Judy Creek	480
Ante Creek	400
Other	3,360
Sub-Total	25,735
<b>BRITISH COLUMBIA</b>	
Boundary Lake	950
Other	1,075
Sub-Total	2,025
<b>TOTAL GROSS PRODUCTION (Before Royalty)</b>	<b>27,760</b>
<b>TOTAL NET PRODUCTION (After Royalty)</b>	<b>17,000</b>

Gas Production — August through  
December 31, 1976  
(Thousands of Cubic Feet Per Day)

	Gross Before Royalty
<b>ALBERTA</b>	
Medicine Hat	25,500
Gold Creek	10,135
Alderson	7,640
Westlock	6,880
Swan Hills	3,980
Kaybob	3,175
Carson Creek	3,105
Edson	2,165
Gilby	935
Pembina	950
Nipisi	630
Other	11,840
Sub-Total	76,935
<b>BRITISH COLUMBIA</b>	
Beavertail	3,390
Beg	2,190
Rigel	3,235
Other	2,050
Sub-Total	10,865
<b>TOTAL GROSS PRODUCTION (Before Royalty)</b>	<b>87,800</b>
<b>TOTAL NET PRODUCTION (After Royalty)</b>	<b>58,365</b>



## Alberta and N.E. British Columbia



In 1974, after withdrawal of one of the four original partners, the Government of Canada was urged by the continuing partners in Syncrude to invest in the project to permit it to continue to completion. After consideration of the financial costs of the project, the economic feasibility and the potential benefit to Canadian energy supply, a positive decision to participate was reached since the project was essential if there is to be development of the oil sands reserve potential in a time frame which would help to reduce the domestic production shortfall forecast for the 1980's.

Petro-Canada acquired a 15% share in the Syncrude Project, a joint venture in the Alberta Oil Sands in association with Imperial Oil, Canada-Cities Service, Gulf, the Alberta Government and the Ontario Energy Corporation.

Construction started in 1973 and was approximately 60% completed at year-end 1976. Petro-Canada's contribution to the Project was \$170 million with a total contribution expected to reach approximately \$315 million of the expected total cost of \$2.1 billion.



*Panarctic Bent Horn F-72A on Cameron Island.*

*Photo courtesy Panarctic Oils Ltd.*

At December 31, 1976, Petro-Canada held 45% of the shares of Panarctic Oils Ltd. having acquired that interest from the Government of Canada for \$80 million — the cost of the Government's total investment and obligations at the time of the transfer.

Panarctic has been actively exploring in the Arctic Islands as a jointly-owned Government/Industry company since 1969. It was formed by a number of Canadian companies who believed that there was great

potential for the discovery of large gas reserves in the Arctic Islands. The Government was urged to support these companies and took an interest in Panarctic. To date Panarctic has announced the discovery of some 16 trillion cubic feet of gas in six major fields. In 1976, Panarctic completed nine wells with two others drilling at year-end.

The Polar Gas Project, begun in late 1972 as a research consortium, was formed with the aim of investigating the feasibility of transporting gas from the Arctic Islands to southern markets.

In January 1976, Petro-Canada fulfilled a commitment made by the Government to add financial support to the project to ensure its continuance.

As a participant, Petro-Canada is helping to finance the engineering and economic studies that are necessary before preferred modes and routes can be identified. The Corporation's investment in 1976 of \$7.0 million included payments required to equalize the Petro-Canada expenditures with those of the other participants. Petro-Canada's involvement relates only to the feasibility studies of a Polar route and does not indicate a preference for a particular pipeline or mode of transportation.

Petro-Canada's participation entitles it to the right of equity investment in any transmission system eventually built or to a return of its investment if the project proceeds and Petro-Canada chooses not to become an equity participant. Petro-Canada, and the other participants are entitled to share in the technical expertise developed by the ongoing research efforts of Polar Gas.

Petro-Canada, as a Federal Crown Corporation has a significant responsibility to be an industry leader in the environmental and social aspects of its activities.

Shortly after the creation of Petro-Canada, a study was undertaken to develop the best means to deal with environmental and social concerns. Wide-ranging discussions were held with representatives of

environmental, academic, government and native groups. The major conclusion which emerged is that environmental and social impact assessments must be incorporated into every level of planning and day-to-day operations of Petro-Canada.

Petro-Canada is committed to a management strategy in this area which decentralizes responsibilities to the operating levels and integrates policies and guidelines at the corporate level. To date, a group has been created which reports directly to the President and has two major functions. It assists all operating departments to identify their environmental and social responsibilities and to develop capabilities to meet them. This group

is also responsible for providing policy advice, identifying key areas for further investigation, monitoring the activities of the operating departments, and representing Petro-Canada in many interactions with governmental and other organizations.

---

## International Relations

---

The major changes in Canada's energy situation during the last three years have their roots largely in events external to Canada. Future Canadian energy policy must respond to international realities which Canada cannot control but in which it must participate. Of special importance is the increasing extent to which Canada must rely on foreign sources for its oil supply for at least the next several years.

Thus, while Petro-Canada's highest priority is to assist in increasing Canadian supply, it recognizes the international dimension of its

mandate in relation to Canada's prospective supply problems.

Petro-Canada's creation has been received with considerable interest at the international level. Many foreign governments and national energy corporations have made contact with Petro-Canada with a view to identifying activities which might be carried out cooperatively in support of the objectives of both Petro-Canada and themselves.

These contacts have occurred with agencies of both producing and consuming countries. Probably the most important discussions in 1976 were those with Petroleos de Venezuela and have led to the creation of a joint senior level committee. The opportunities for

joint efforts, particularly in fields of current technological concern, are being actively examined.

In addition to advancing technical knowledge and capacities, relationships on the international level are intended to enhance Canada's dealings with world oil suppliers in pursuit of secure and economical supplies for Canada from the world oil community.



The consolidated financial review covers the operations of Petro-Canada from commencement of operations on January 20, 1976 to December 31, 1976. The results of Petro-Canada Exploration Inc. have been incorporated from August 1, 1976, the date of acquisition.

Gross operating revenue of \$31.5 million was generated for 1976 which, together with interest of \$7.8 million, resulted in total gross revenue of \$39.3 million. Earnings before income taxes were \$14.5

million. While sufficient deductions were available to eliminate current income taxes, full provision was made for deferred income taxes of \$11.2 million, resulting in net earnings for the period of \$3.3 million.

The acquisition by Petro-Canada of Petro-Canada Exploration Inc., by virtue of the Income Tax Act, rendered that subsidiary non-taxable. Since Petro-Canada is taxable, the necessary legislation, which would retroactively reinstate the taxability of Petro-Canada Exploration Inc., has been put before Parliament.

Shares totalling \$383.8 million were issued to the Government of Canada. Of this amount, \$210.0 million was received in cash, while acquisition of the Government's interests in the Syncrude Project and in Panarctic Oils Ltd. accounted for \$93.8 million and \$80.0 million respectively. The Corporation obtained \$240.0 million from the issuance of Income Debentures to a Canadian chartered bank. These proceeds were used to partially finance the acquisition of all the outstanding shares of Atlantic Richfield Canada Ltd. (now Petro-Canada Exploration Inc.) for \$342.4 million. Funds provided from operations were \$23.8 million.

At December 31, 1976, consolidated assets totalled approximately \$713.9 million, consisting of the Corporation's interests in the Syncrude Project (\$170.4 million), Panarctic Oils Ltd. (\$80.0 million), Polar Gas Project (\$7.0 million), together with net fixed and other assets of \$456.5 million relating mainly to oil and gas properties. Deductions of liabilities and deferred income taxes totalling \$326.8 million resulted in shareholder's equity of \$387.1 million at December 31, 1976. Working capital at December 31, 1976 was \$11.1 million.

# Petro-Canada Consolidated Balance Sheet

18

As at December 31, 1976

## Assets

### CURRENT ASSETS

Cash and short-term deposits .....	\$ 33,886,000
Accounts receivable .....	10,129,000
Inventories .....	2,625,000
Portion of long-term receivables due within one year .....	651,000
Prepaid expenses .....	474,000
	<u>47,765,000</u>

INVESTMENT IN PANARCTIC OILS LTD. (Note 4) .....	80,000,000
--	------------

PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT, net (Note 5) .....	576,309,000
---	-------------

### OTHER ASSETS, at cost

Polar Gas Project .....	7,020,000
Long-term receivables, net .....	2,049,000
Work performance deposits .....	807,000
	<u>9,876,000</u>

On behalf of the Board



Director



Director

\$713,950,000

## Liabilities

### CURRENT LIABILITIES

Accounts payable and accrued liabilities .....	\$ 26,633,000
Principal due within one year on Income Debentures.....	10,000,000
	<u>36,633,000</u>

INCOME DEBENTURES (Note 6) .....	240,000,000
Less principal included in current liabilities.....	10,000,000
	<u>230,000,000</u>

DEFERRED INCOME TAXES .....	<u>60,184,000</u>
-----------------------------	-------------------

## Shareholder's Equity

### CAPITAL (Note 8)

Preferred shares .....	158,800,000
Common shares .....	<u>225,000,000</u>
	383,800,000

RETAINED EARNINGS.....	<u>3,333,000</u>
	<u>387,133,000</u>

### COMMITMENTS (Note 9)

\$713,950,000



Consolidated Statement of Earnings and  
Retained Earnings

From the date of commencement of operations, January 20, 1976, to December 31, 1976.

## REVENUE

Operating revenue .....	\$31,504,000
Interest income .....	7,835,000
	<u>39,339,000</u>

## EXPENSES

Operating .....	5,541,000
General and administrative .....	5,238,000
Interest on Income Debentures .....	5,157,000
Depreciation .....	1,082,000
Depletion .....	7,226,000
Amortization .....	546,000
	<u>24,790,000</u>

EARNINGS BEFORE INCOME TAXES .....	<u>14,549,000</u>
------------------------------------	-------------------

## PROVISION FOR INCOME TAXES (Note 7)

Deferred .....	11,633,000
Alberta royalty tax credit .....	(417,000)
	<u>11,216,000</u>

## NET EARNINGS FOR PERIOD, BEING RETAINED

EARNINGS AT END OF PERIOD .....	<u><u>\$ 3,333,000</u></u>
---------------------------------	----------------------------

# Consolidated Statement of Changes in Financial Position

From the date of commencement of operations, January 20, 1976, to December 31, 1976.

## SOURCE OF FUNDS

Net earnings for period .....	\$ 3,333,000	
Add charges not involving an outlay of funds .....	20,487,000	
		<u>23,820,000</u>
Funds provided from operations .....		23,820,000
Proceeds from issue of Income Debentures .....		240,000,000
Proceeds from issue of shares .....		383,800,000
		<u>647,620,000</u>

## APPLICATION OF FUNDS

Acquisition of property, plant and equipment .....		206,897,000
Investment in Panarctic Oils Ltd. ....		80,000,000
Expenditures on other assets .....		7,426,000
Acquisition of subsidiary company		
Net assets acquired		
Property, plant and equipment .....	\$378,266,000	
Current assets .....	14,963,000	
Other assets .....	2,450,000	
Current liabilities .....	(4,688,000)	
Deferred income taxes .....	(48,551,000)	
	<u>342,440,000</u>	
Less working capital acquired .....	(10,275,000)	332,165,000
Reduction of Income Debentures being principal due within one year .....		<u>10,000,000</u>
		<u>636,488,000</u>

## INCREASE IN WORKING CAPITAL FOR PERIOD,

BEING WORKING CAPITAL AT END OF PERIOD .....	<u>\$ 11,132,000</u>
--	----------------------

## Notes to Consolidated Financial Statements

December 31, 1976

(tabular amounts shown in thousands of dollars)

## Summary of Significant Accounting Policies

## (a) Basis of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Petro-Canada ("the Corporation") and its wholly owned subsidiary, Petro-Canada Exploration Inc., (formerly Atlantic Richfield Canada Ltd.).

## (b) Inventories

Inventories are valued at the lower of cost and net realizable value.

## (c) Panarctic Oils Ltd.

The Corporation accounts for its investment in Panarctic Oils Ltd. on the equity method. The activities of Panarctic Oils Ltd. are in the exploratory stage and all expenses less sundry income have been capitalized; the company is deemed not to have earned a profit or sustained a loss.

## (d) Property, Plant and Equipment

The Corporation follows the full cost method of accounting for oil and gas properties whereby all costs relating to the exploration for and development of oil and gas reserves are capitalized. Such costs include lease acquisition costs, geological and geophysical expenses, carrying charges of non-producing properties, costs of drilling both productive and non-productive wells and overhead expenses related to exploration activities.

The costs incurred in Canada, except as noted below, are depleted on the unit of production method based on estimated proven oil and gas reserves. For purposes of calculating depletion, natural gas production and reserves are converted to equivalent barrels of crude oil based on the relative energy content of each commodity. In addition, separate cost centres have been established for each of the Frontier areas, presently comprising Mackenzie Delta/Beaufort Sea, Arctic Islands, Labrador Shelf and Scotian Shelf. Annual costs accumulated in these separate cost centres are amortized on a straight line basis over the period during which exploration activity in each area is expected to continue. Where exploration proves to be successful, amortization will be suspended and the unamortized balance of the cost centre will be depleted on the unit of production method when production commences. Where exploration proves to be unsuccessful and the cost centre is condemned or abandoned, the unamortized balance of that cost centre will be charged to earnings at that time.

Bituminous Sands costs are accumulated in separate cost centres and will be depleted on the unit of production method when production commences.

Depreciation of plant and production equipment directly associated with oil and gas activities is provided on the unit of production method.

Depreciation of other property and equipment is provided on the straight line method at rates varying from 5% to 25%, designed to amortize the cost of the assets over their estimated useful lives.

## (e) Polar Gas Project

The Corporation is deferring costs relating to its participation in the Polar Gas Project. These costs presently consist of feasibility studies relating to a gas transmission system from the Arctic Islands to Eastern Canada. Under the participation agreement, subject to the project's feasibility and approval by the necessary regulatory bodies, the participants shall be entitled to have the costs they have incurred treated as an equity investment in a company incorporated to construct and operate the transmission facilities, or be reimbursed out of any financing of such company. In the event the project does not proceed, costs will be charged to earnings at that time.

## (f) Income Taxes

The Corporation makes full provision for income taxes deferred as the result of claiming tax depreciation and exploration and development costs which exceed the related amounts charged to expense in the financial statements (Note 7).



## 2. Incorporation

The Corporation was incorporated pursuant to an Act of the Parliament of Canada which received Royal Assent on July 30, 1975. The inaugural meeting of the Board of Directors was held on January 20, 1976 after which operations commenced.

## 3. Acquisition of Subsidiary Company

Effective August 1, 1976 the Corporation acquired, for a cash consideration of \$342,440,000, all of the issued shares of Atlantic Richfield Canada Ltd. (now Petro-Canada Exploration Inc.), a company involved in the exploration for and production of oil and gas in Canada. The Corporation's consolidated earnings include the earnings of the subsidiary company since August 1, 1976. Details of the acquisition, which has been accounted for by the purchase method, are as follows:

Book value of acquired assets . . . . .		\$179,944
Book value of assumed liabilities . . . . .		<u>53,239</u>
		126,705
Excess of assigned value over book value of acquired net assets		
Petroleum and natural gas properties . . . . .	\$208,972	
Bituminous Sands leases . . . . .	<u>6,763</u>	<u>215,735</u>
Cost of acquisition. . . . .		<u><u>\$342,440</u></u>

The excess of assigned value over book value of acquired net assets is subject to the accounting policies outlined in Note 1 (d).

## 4. Panarctic Oils Ltd

During the period the Corporation acquired the investment of the Government of Canada in Panarctic Oils Ltd. which consisted of:

Common shares (representing 45% of the issued and fully paid common shares) . . . . .	\$78,131
1976/1977 financing advance. . . . .	<u>1,869</u>
	<u><u>\$80,000</u></u>

The common shares of Panarctic Oils Ltd. are not traded on the open market and therefore do not have a quoted market value.

## 5 Property, Plant and Equipment

	Cost	Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization	Net
Oil and gas properties			
— Non-Frontier areas	\$330,116	\$7,226	\$322,890
— Frontier areas	27,984	546	27,438
Plant and production equipment	42,503	932	41,571
Bituminous Sands			
— Construction in progress (Syncrude Project and related leases)	170,405	—	170,405
— Other bituminous sands			
Leases and expenditures thereon	10,254	—	10,254
Other property and equipment	3,901	150	3,751
	<u>\$585,163</u>	<u>\$8,854</u>	<u>\$576,309</u>

The composition of the amounts accumulated in respect of depreciation, depletion and amortization is as follows:

Depreciation	\$1,082
Depletion	7,226
Amortization	546
	<u>\$8,854</u>

## 8 Income Debentures

On August 4, 1976 the Corporation issued an Income Debenture to a Canadian chartered bank in the amount of \$240 million, due on February 1, 1977 and bearing interest at approximately 52% of that bank's prime lending rate, as announced from time to time. No deduction is allowed under the Income Tax Act for interest expense related to the Income Debenture (Note 7). Subsequent to December 31, 1976 the Corporation repaid the Income Debenture from funds obtained by issuing Bank Income Debentures in the amount of \$240 million to the same bank and under similar terms.

While the Bank Income Debentures are not secured by any charge against the assets of the Corporation, there are certain restrictions with respect to the disposition or encumbrance of the investment by the Corporation in its subsidiary company.

The Bank Income Debentures bear maturity dates from December 31, 1977 to December 31, 1983 and require repayments in each of the next five years as follows:

1977 - \$10 million, 1978 - \$20 million, 1979 - \$30 million, 1980 - \$40 million, 1981 - \$50 million.

## 7. Income Taxes

The provision for income taxes of \$11,216,000 differs from the result which would be obtained by applying the combined Canadian Federal and Provincial income tax rate of 47% to the earnings before income taxes of \$14,549,000. This difference results from the following items:

	Amount	Percentage of earnings before income taxes
Computed "expected" tax expense . . . . .	\$ 6,838	47.0%
Increase (decrease) in taxes resulting from:		
Royalties and other payments		
to Provincial Governments . . . . .	9,462	65.0
Refund of taxes under Provincial rebate plans . . . . .	(1,126)	(7.7)
Tax depletion on Canadian production income . . . . .	(3,402)	(23.4)
Federal resource allowance . . . . .	(5,060)	(34.8)
Non-deductible interest on Income		
Debentures (Note 6) . . . . .	2,424	16.7
Amortization of excess of assigned value over book value		
of assets acquired on purchase of subsidiary company (Note 3) . . . . .	2,080	14.3
Provision for income taxes . . . . .	<u>\$11,216</u>	<u>77.1%</u>

The wholly owned subsidiary, Petro-Canada Exploration Inc. (formerly Atlantic Richfield Canada Ltd.) is not subject to income tax pursuant to Section 149 (1) (d) of the Income Tax Act. The Government of Canada has proposed legislation excluding Petro-Canada Exploration Inc. from the exemption from taxation provided under the Income Tax Act. Income taxes have been provided based upon the proposed legislation.

## 8. Capital

### Authorized:

The initial authorized capital of the Corporation was \$500 million divided into 100 common shares of the par value of \$5 million each. This was increased to 116 common shares on the acquisition of the capital stock of Panarctic Oils Ltd.

Pursuant to the Petro-Canada Act, and subject to certain conditions and limitations as to the aggregate amount, the authorized capital of the Corporation is increased by the issue of preferred shares. Accordingly, at any time, the authorized and issued preferred shares are identical. At December 31, 1976, 158,799,853 preferred shares of the par value of \$1 each had been issued. Such preferred shares, which are redeemable at par at the option of the Corporation, carry no stated rate of dividend and are non-cumulative.

### Issued:

#### Common shares

	Number of Shares	Consideration
Issued during the period to the Government of Canada		
For cash . . . . .	29	\$145,000
In consideration for the acquisition of the investment and obligations		
of the Government of Canada in Panarctic Oils Ltd. . . . .	16	80,000
	<u>45</u>	<u>\$225,000</u>



Preferred shares	Number of Shares	Consideration
Issued during the period to the Government of Canada		
For cash . . . . .	65,000,000	\$ 65,000
In consideration for the acquisition of the interests of the Government of Canada in the Syncrude Project. . . . .	93,799,853	93,800
	<u>158,799,853</u>	<u>\$158,800</u>

In addition to commitments incurred in normal exploration activities, the Corporation has the following undertakings:

- (a) The Corporation is a participant in a project operated by Syncrude Canada Ltd. to produce synthetic crude oil from the Athabasca Oil Sands. The project is expected to be completed in 1978 at an estimated cost of \$2.1 billion. The Corporation's 15% interest will require a total commitment of \$315 million of which \$170 million had been expended to December 31, 1976.
- (b) The Corporation is committed to expenditures of approximately \$22 million in connection with the 1977/1978 financing of Panarctic Oils Ltd.

**7 Remuneration of Directors and Officers**

Aggregate direct remuneration paid or payable in 1976 by the Corporation to the Corporation's directors and officers amounted to \$34,000 and \$308,000 respectively. During the period there was a total of ten directors and ten officers, of whom three served in both capacities.

**7.1 Anti-Inflation Program**

The Corporation is subject to the Anti-Inflation Act which provides, as from October 14, 1975, a restraint on profit margins and compensation to employees.

## Auditors' Report

To The Honorable Alastair W. Gillespie, P.C., M.P.  
Minister of Energy, Mines and Resources  
House of Commons  
Ottawa, Canada

We have examined the consolidated balance sheet of Petro-Canada as at December 31, 1976 and the consolidated statements of earnings and retained earnings and changes in financial position for the period from the date of commencement of operations, January 20, 1976 to December 31, 1976. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the corporation as at December 31, 1976 and the results of its operations and the changes in its financial position for the period then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a consistent basis.

We further report as required by Section 77(1) of the Financial Administration Act, that, in our opinion, proper books of account have been kept by the corporation and the transactions that have come under our notice have been within the powers of the corporation.

*Peat, Marwick, Mitchell & Co.*  
Chartered Accountants

Actions privilégiées

Nombre d'actions	Émises au cours de la période au Gouvernement du Canada	En considération de l'acquisition		Canada au projet Synchrude
		Contre comptant	de la part du Gouvernement du	
	65,000,000			93,799,853
				158,799,853
				\$ 158,800
				93,800

9 Engagements

En plus d'engagements résultant des activités normales d'exploration, la Société s'est engagée ainsi:

(a) La Société participe à un projet dirigé par Synchrude Canada Ltd. visant à produire du pétrole synthétique brut à partir des sables pétroliers de l'Alberta. Le projet doit être complété en 1978 à un coût d'environ \$2.1 milliards. L'intérêt de 15% que détient la Société exigera un engagement total de \$315 millions, dont \$170 millions avaient été utilisés au 31 décembre 1976.

(b) La Société s'est engagée à dépenser environ \$22 millions, se rapportant au financement de la Panarctic Oils Ltd. en 1977/1978.

10. Rémunération des administrateurs et des cadres

En 1976, l'ensemble de la rémunération directe payée ou à payer par la Société à ses administrateurs et à ses cadres s'élevait à \$34,000 et à \$308,000 respectivement. Au cours de cette période, le total des administrateurs s'est chiffré par 10 et il y avait également 10 cadres supérieurs, dont trois qui siègent aux deux titres.

11. Programme Anti-inflation

La Société est soumise à la Loi Anti-inflation qui prévoit des restrictions sur les marges de profits et sur la rémunération des employés et ce, à compter du 14 octobre 1975.

Rapport des vérificateurs

A l'honorable Alastair W. Gillespie, C.P., député  
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources  
Chambre des Communes  
Ottawa, Canada

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1976 ainsi que les états consolidés des bénéfices et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de la période comprise entre le début des opérations, le 20 janvier 1976, et le 31 décembre 1976. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

A notre avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Société au 31 décembre 1976 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour la période terminée à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de façon uniforme.

Nous estimons également, en vertu de l'article 77(1) de la Loi sur l'Administration financière, qu'à notre avis, la Société a tenu les livres de comptabilité appropriés et que les opérations de la Société venues à notre connaissance étaient de la compétence de la Société.

7 Impôts sur le revenu

La provision pour impôts sur le revenu de \$ 11,216,000 prévus diffère du résultat que l'on obtiendrait si l'on appliquait le taux d'imposition de 47% alliant l'impôt fédéral et l'impôt provincial aux bénéfices de \$ 14,549,000 avant impôts sur le revenu. Cette différence provient des éléments suivants:

Pourcentage des bénéfices avant les impôts	Montant	
47.0%	\$ 6,838	Calcul de la dépense d'impôt "prévue"
		Augmentation (diminution) des impôts résultant des:
		Redevances et autres paiements à
		des gouvernements provinciaux
65.0	9,462	Remboursement d'impôt selon les
		programmes de rabais provinciaux
(7.7)	(1,126)	Epuisement fiscal sur les revenus
		provenant de la production canadienne
(23.4)	(3,402)	Allocation fédérale aux ressources
(34.8)	(5,060)	Intérêt non déductible sur les
		Débitures à intérêt conditionnel (Note 6)
16.7	2,424	Amortissement de l'excédent de la
		valeur attribuée sur la valeur aux
		livres de l'actif acquis lors de
		l'achat de la filiale (Note 3)
14.3	2,080	Provision pour impôts sur le revenu
77.1%	\$ 11,216	

La filiale en propriété exclusive, Petro-Canada Exploration Inc., (auparavant Atlantic Richfield Canada Ltd.) n'est pas soumise à l'impôt sur le revenu selon l'article 149 (1) (d) de la Loi de l'impôt. Le gouvernement du Canada a présenté un projet de loi visant à retirer à Petro-Canada Exploration Inc. l'exemption d'impôt prévue selon la Loi de l'impôt. Les impôts sur le revenu ont été prévus selon les termes de la législation déposée.

8 Capital

Autorisé:  
Le capital initial autorisé de la Société était de \$500 millions répartis en 100 actions ordinaires de \$5 millions chacune. Il fut porté à 116 actions ordinaires à l'acquisition du capital-actions de Panarctic Oils Ltd.  
En vertu de la Loi créant Petro-Canada et sous réserve de certaines conditions et limites quant au montant global, le capital autorisé de la Société est augmenté par l'émission d'actions privilégiées. Par conséquent, les actions privilégiées autorisées et émises représentent un montant identique en tout temps. Au 31 décembre 1976, 158,799,853 actions privilégiées d'une valeur au pair de \$1 chacune avaient été émises. Ces actions privilégiées, rachetables au pair au gré de la Société, ne comportent aucun taux déterminé de dividende et ce dividende n'est pas cumulé.  
Émis:  
Actions ordinaires

Emises au cours de la période au	Gouvernement du Canada	Contre comptant	En considération de l'acquisition	du placement et des engagements	du Gouvernement dans la Panarctic Oils Ltd.
Nombre d'actions	Considération				
29	\$ 145,000				
16	80,000				
45	\$ 225,000				



5. Immobilisations

Territoires gazéifères et pétrolières		
— Hors des régions limitrophes		
— Régions limitrophes		
Équipement d'usine et de production		
Sables bitumineux		
— Construction en cours (Projet		
Synchrude et baux afférents)		
— Autres baux de ce secteur et		
dépenses s'y rapportant		
Autres immobilisations		
Coût	Amortissements et épuisement accumulés	Net
\$330,116	\$7,226	\$322,890
27,984	546	27,438
42,503	932	41,571
170,405	—	170,405
10,254	—	10,254
3,901	150	3,751
\$585,163	\$8,854	\$576,309

Les montants ayant trait à l'amortissement et à l'épuisement se répartissent comme suit:

Amortissement corporel	\$1,082
Épuisement	7,226
Amortissement incorporel	546
	\$8,854

6. Débiteures à intérêt conditionnel

Le 4 août 1976, la Société a émis une Débiteure à intérêt conditionnel au profit d'une banque à charte canadienne pour la somme de \$240 millions, échéant le 1<sup>er</sup> février 1977 et portant intérêt à environ 5,2% du taux d'intérêt préférentiel de cette banque, tel que déclaré d'une période à l'autre. Selon la Loi de l'impôt, aucune déduction n'est admise pour le coût de l'intérêt relié à la Débiteure à intérêt conditionnel (Note 7). Après le 31 décembre 1976, la Société a remboursé la Débiteure à intérêt conditionnel à partir de fonds obtenus par l'émission de Débiteures bancaires à intérêt conditionnel au montant de \$240 millions, au profit de la même banque et à des conditions semblables.

Bien que les Débiteures bancaires à intérêt conditionnel ne soient pas garanties par quelque lien que ce soit sur l'actif de la Société, il existe tout de même certaines restrictions quant à la possibilité d'aliéner ou d'engager le placement que la Société possède dans sa filiale.

Les dates d'échéance des Débiteures bancaires à intérêt conditionnel s'échelonnent entre le 31 décembre 1977 et le 31 décembre 1983 et exigent remboursement au cours de chacun des cinq prochains exercices selon l'échéancier suivant:

1977 - \$10 millions, 1978 - \$20 millions, 1979 - \$30 millions, 1980 - \$40 millions, 1981 - \$50 millions.

La Société fut constituée en corporation selon une Loi du Parlement du Canada qui a reçu la Sanction royale le 30 juillet 1975. La première réunion du Conseil d'administration a eu lieu le 20 janvier 1976; dès lors, la Société a entrepris son activité.

## 2. Constitution

## 3. Acquisition d'une filiale

En date du 1<sup>er</sup> août 1976, la Société a acquis, contre versement comptant de \$342,440,000, toutes les actions émises de Atlantic Richfield Canada Ltd. (maintenant Petro-Canada Exploration Inc.), compagnie engagée dans l'exploration pétrolière et gazière au Canada. Les bénéfices consolidés de la Société incluent les bénéfices de la filiale depuis le 1<sup>er</sup> août 1976. Voici les détails de l'acquisition, comptabilisés selon la méthode dite d'achat:

Valeur aux livres de l'actif acquis.....		\$ 179,944
Valeur aux livres du passif assumé.....		53,239
Excédent de la valeur attribuée sur la valeur aux livres de l'actif net acquis		126,705
Territoires pétrolières et gazières.....	\$208,972	
Baux, sables bitumineux.....	6,763	
Coût d'acquisition.....		<u>\$342,440</u>

L'excédent de la valeur attribuée sur la valeur aux livres de l'actif net acquis est assujéti aux politiques comptables décrites à la Note 1 (d).

## 4. Panarctic Oils Ltd.

Au cours de l'exercice, la Société a acquis le placement du Gouvernement du Canada dans Panarctic Oils Ltd., soit les valeurs suivantes:

Actions ordinaires (représentant 45% des actions ordinaires émises et entièrement versées).....	\$78,131
Avance de financement 1976/1977.....	1,869
	<u>\$80,000</u>

Les actions ordinaires de Panarctic Oils Ltd. ne sont pas transigées sur le marché libre et, par conséquent, elles n'ont pas une valeur quotée sur le marché.

1. Résumé des principales conventions comptables

- (a) Principe de consolidation
- Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada (la "Société") et de sa filiale en propriété exclusive: Petro-Canada Exploration Inc., (autrefois Atlantic Richfield Canada Ltd.).
- (b) Stocks
- Les stocks sont évalués au moindre du coût ou de la valeur réalisable nette.
- (c) Panarctic Oils Ltd.
- La Société comptabilise son placement dans Panarctic Oils Ltd. selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Les activités de la Panarctic sont encore au stade de l'exploration et toutes les dépenses moins les quelques revenus divers ont été capitalisées; on estime que l'entreprise n'a enregistré ni profit, ni perte.
- (d) Immobilisations
- La Société a adopté la méthode de comptabilité couvrant tous les coûts selon laquelle tous les coûts se rapportant à l'exploration et à l'exploitation des réserves pétrolières et gazeuses sont capitalisés. Ces coûts incluent les frais d'acquisition des baux, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les frais encourus sur les territoires non exploités, les coûts de forage tant des puits producteurs que des puits improductifs et les frais généraux ayant trait à l'exploration.
- Les coûts encourus au Canada, sauf tel que noté ci-dessous, sont amortis selon la méthode dite de l'unité de production basée sur les estimations de réserves pétrolières et gazeuses prouvées. Pour des fins de calcul de l'épuisement, on convertit la production et les réserves de gaz naturel en quantités équivalentes de barils de pétrole brut en se basant sur le contenu relatif d'énergie de chaque produit. De plus, on a établi des centres de coûts séparés pour chacune des régions frontalières, qui comprennent présentement le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort, les îles de l'Arctique, le plateau du Labrador et celui de la Nouvelle-Écosse. Les coûts annuels accumulés dans ces centres séparés sont amortis en ligne droite durant la période au cours de laquelle on prévoit poursuivre les travaux d'exploration dans chaque région. Là où l'exploration se révèle fructueuse, l'amortissement cessera et le solde non amorti de la source des coûts sera réparti selon la méthode de l'unité de production lorsque débutera la production. Là où les résultats de l'exploration auront été négatifs et que la source des coûts aura été abandonnée ou condamnée, le solde non amorti de cette source de coûts sera alors imputé aux bénéfices.
- Les coûts se rapportant aux sables bitumineux sont accumulés dans des centres de coût distincts et seront amortis selon la méthode de l'unité de production lorsque débutera la production.
- L'amortissement de l'équipement d'usine et de production directement associé aux activités pétrolières et gazeuses se fait selon la méthode des unités de production.
- L'amortissement des autres immobilisations s'effectue selon la méthode linéaire à des taux variant entre 5 et 25%, taux qui ont pour but d'en amortir le coût sur leur vie utile estimative.
- (e) Projet "Gaz polaire"
- La Société reporte les coûts ayant trait à sa participation dans le projet "Gaz polaire". Ces coûts se rapportent aux études de probabilité reliées à la construction d'un gazoduc des îles de l'Arctique vers l'est du pays. Selon l'accord de participation, les participants pourront considérer les coûts encourus comme un placement de participation dans une compagnie constituée pour construire et exploiter le gazoduc, ou être remboursés à même le financement de cette compagnie, le tout étant évidemment sujet à la possibilité de réaliser le projet et à l'approbation des organismes de réglementation. Advenant que le projet ne soit pas réalisé, les coûts seront alors chargés contre les bénéfices.
- (f) Impôts sur le revenu
- La Société fait toutes les provisions requises pour les impôts sur le revenu reportés du fait qu'elle réclame pour fins d'impôt un amortissement et des coûts d'exploration et d'exploitation qui dépassent les montants portés aux dépenses dans les états financiers (Note 7).



Bénéfices nets de l'exercice ..... \$ 3,333,000

647,620,000

Acquisition d'immobilisations..... 206,897,000

Reduction des dépenses à l'intérêt

636,488,000

## \$11,132,000

De la date du début des opérations, le 20 janvier 1976, au 31 décembre 1976.

REVENUS	
Revenus d'exploitation .....	\$31,504,000
Revenus d'intérêt .....	7,835,000
<hr/>	
DÉPENSES	
Exploitation .....	5,541,000
Frais généraux et administration .....	5,238,000
Intérêt sur les Débentures à intérêt conditionnel .....	5,157,000
Amortissement corporel .....	1,082,000
Epuisement .....	7,226,000
Amortissement incorporel .....	546,000
<hr/>	
BÉNÉFICES AVANT LES IMPÔTS SUR LE REVENU .....	
<hr/>	
PROVISION POUR LES IMPÔTS SUR LE REVENU (Note 7)	
Reportés .....	11,633,000
Crédit d'impôt sur les redevances de l'Alberta .....	(417,000)
<hr/>	
BÉNÉFICES NETS DE LA PÉRIODE, QUI SONT AUSSI LES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS À LA FIN DE LA PÉRIODE .....	
<hr/>	
<hr/>	
\$ 3,333,000	

\$713,950,000

CAPITAL (Note 8)	
Actions privilégiées .....	158,800,000
Actions ordinaires .....	225,000,000
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS .....	383,800,000
	3,333,000
	387,133,000
ENGAGEMENTS (Note 9)	
Comptes à payer et passif couru .....	\$ 26,633,000
Remboursement de capital dû d'ici un an sur les Débentures à intérêt conditionnel .....	10,000,000
DÉBENTURES À INTÉRÊT CONDITIONNEL (Note 6) .....	36,633,000
Moins le remboursement de capital inclus dans le passif à court terme .....	240,000,000
	10,000,000
IMPÔTS SUR LE REVENU REPORTÉS .....	230,000,000
	60,184,000
PASSIF À COURT TERME	
Comptes à payer et passif couru .....	\$ 26,633,000
Remboursement de capital dû d'ici un an sur les Débentures à intérêt conditionnel .....	10,000,000
DÉBENTURES À INTÉRÊT CONDITIONNEL (Note 6) .....	240,000,000
Moins le remboursement de capital inclus dans le passif à court terme .....	10,000,000
	230,000,000
IMPÔTS SUR LE REVENU REPORTÉS .....	60,184,000
CAPITAL (Note 8)	
Actions privilégiées .....	158,800,000
Actions ordinaires .....	225,000,000
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS .....	383,800,000
	3,333,000
	387,133,000
ENGAGEMENTS (Note 9)	



ACTIF À COURT TERME	
Encaisse et dépôts à court terme .....	\$ 33,886,000
Comptes à recevoir .....	10,129,000
Stocks .....	2,625,000
Portion des comptes à recevoir à long terme due d'ici un an .....	651,000
Dépenses payées d'avance .....	474,000
	<u>47,765,000</u>
PLACEMENT DANS PANARCTIC OILS LTD. (Note 4) .....	80,000,000
IMMOBILISATIONS, net (Note 5) .....	<u>576,309,000</u>
AUTRES ÉLÉMENTS d'actif au prix coûtant	
Projet "Gaz polaire" .....	7,020,000
Comptes à recevoir à long terme, net .....	2,049,000
Dépôts de garantie sur l'exécution de travaux .....	807,000
	<u>9,876,000</u>

Au nom du Conseil d'administration



Administrateur



Administrateur

\$713,950,000

La présente revue financière couvre toutes les opérations de Petro-Canada depuis le début de celles-ci, le 20 janvier 1976, jusqu'au 31 décembre 1976. Les résultats de Petro-Canada Exploration Inc. sont inclus à partir de la date de l'acquisition, le 1er août 1976. Le revenu brut d'exploitation se chiffre par \$31,5 millions pour 1976; si on ajoute les intérêts d'un montant de \$7,8 millions, on obtient un revenu brut total de \$39,3 millions. Les bénéfices avant impôts sur le revenu ont été de \$14,5 millions. Bien qu'il aurait été possible d'utiliser assez de déductions pour éliminer les impôts sur le revenu courants, on a préféré prévoir des impôts reportés

de l'ordre de \$11,2 millions; il reste donc comme bénéfices nets pour la période un montant de \$3,3 millions. En vertu de la loi de l'impôt sur le revenu, l'acquisition de Petro-Canada Exploration Inc. par Petro-Canada rend sa filiale exempte d'impôt. Comme Petro-Canada est soumise à l'impôt, un projet de loi qui, rétroactivement, ferait de Petro-Canada Exploration Inc. une société soumise à la loi de l'impôt, a été déposé à la Chambre des Communes. Des actions au montant de \$383,8 millions ont été émises au nom du Gouvernement du Canada. De ce montant, \$210 millions ont été payés comptant; les intérêts du Gouvernement dans le projet de Syncrude et dans Panarctic Oils Ltd, se chiffrant respectivement à \$93,8 millions et \$80 millions, ont complété la transaction. La Société a aussi obtenu un montant de \$240 millions en émettant des Débentures à intérêt conditionnel en faveur d'une banque à charte canadienne. Les sommes ainsi obtenues ont servi à financer partiellement l'achat de toutes les actions en circulation de Atlantic Richfield Canada Ltd, (maintenant connue sous le nom de Petro-Canada Exploration Inc.) pour un montant de \$342,4 millions. Les fonds provenant de l'exploitation se chiffrent par \$23,8 millions.

Au 31 décembre 1976, l'actif consolidé se chiffrait approximativement par \$713,9 millions répartis comme suit: intérêts de la Société dans le projet Syncrude (\$170,4 millions), dans Panarctic Oils Ltd, (\$80 millions), dans le projet "Gaz polaire" (\$7 millions); plus \$456,5 millions d'immobilisations nettes et autre actif, comprenant surtout des propriétés gazières et pétrolières. Les déductions pour le passif et les impôts sur le revenu reportés se chiffrent par un total de \$326,8 millions résultant en un avoir des actionnaires de \$387,1 millions au 31 décembre 1976. Le fonds de roulement au 31 décembre 1976 était de \$11,1 millions.

Société de la Couronne, Petro-Canada se doit d'être à l'avant-garde dans l'industrie où elle opère pour tout ce qui touche de près ou de loin aux problèmes sociologiques et aux questions de protection de l'environnement.

Peu de temps après la formation de Petro-Canada, une étude fut entreprise afin de trouver les meilleurs moyens pour faire face à ces problèmes. Du dialogue poussé qui fut tenu avec différents groupes d'individus représentant le Gouvernement, le monde académique, les aborigènes et les

spécialistes de l'environnement, on a conclu qu'il fallait qu'à tous les niveaux de la planification et du processus de décision, et à travers tous les secteurs où s'exerce l'activité quotidienne de Petro-Canada, l'on tienne compte de l'impact sociologique et de l'impact sur l'environnement.

A Petro-Canada, la stratégie de gestion est la suivante: les responsabilités sont décentralisées au niveau opérationnel mais les politiques et les lignes directrices sont énoncées au niveau administratif. Un groupe d'étude a donc été mis sur pieds pour remplir deux fonctions importantes. Ce groupe se rapporte directement au Président. Sa première tâche consiste à aider tous les services d'exploitation à identifier leurs responsabilités vis-à-vis la société et

Les modifications profondes que le Canada a connues pendant les trois dernières années dans le domaine de l'énergie ont été causées par des événements survenus à l'étranger. La politique future du Canada en la matière devra donc prendre en considération des réalités internationales que le Canada ne peut contrôler mais auxquelles il est associé. Fait important, le Canada devra se fier de plus en plus sur l'étranger pour son approvisionnement en pétrole et ce, pour bien des années à venir.

Bien que sa principale priorité soit de contribuer à l'augmentation des approvisionnements domestiques, la société Petro-Canada reconnaît

qu'elle a aussi un mandat à l'échelle internationale face aux problèmes d'approvisionnement que le Canada entrevoit.

Sur le plan international, la création de Petro-Canada a été accueillie avec un intérêt considérable. Plusieurs gouvernements étrangers ou sociétés nationales d'énergie ont déjà pris contact avec Petro-Canada afin d'identifier des sphères d'activité où une coopération serait possible pour aider à la réalisation de leurs objectifs et de ceux de Petro-Canada.

Ces contacts ont été établis avec des agences de pays producteurs et de pays consommateurs. Les plus importantes discussions qui aient eu lieu en 1976 sont sans doute celles qui ont été tenues avec Petroleos de Venezuela. A la suite de ces discussions, un comité conjoint a été créé au niveau des cadres des deux sociétés. On examine la possibilité d'efforts conjoints surtout dans le domaine technologique.

En plus d'augmenter nos connaissances et capacités technologiques, ces relations internationales ont pour but d'affermir les rapports du Canada avec les pays producteurs afin d'assurer au pays des sources et économiquement sûres et

## Relations internationales



Le projet "Gaz polaire", commencé tard en 1972 comme consortium de recherches, a été formé dans le but d'étudier les possibilités de transporter le gaz de l'archipel Arctique vers les marchés du sud. En janvier 1976, Petro-Canada a pris à sa charge les engagements de support financier du Gouvernement du Canada pour assurer la continuité du projet.

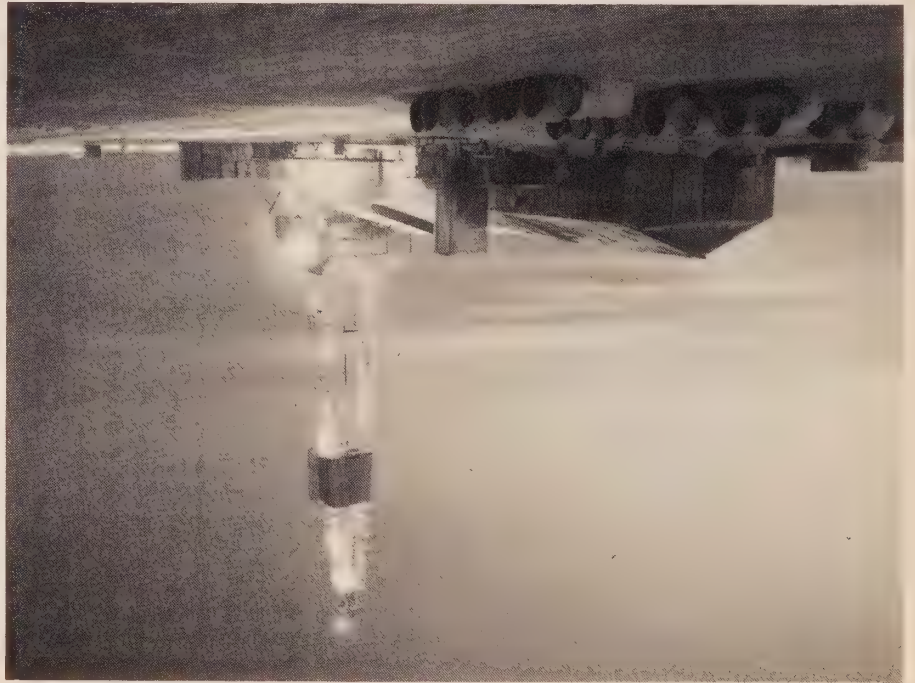
A titre d'associée, Petro-Canada apporte une aide financière aux études économiques et d'ingénierie entreprises pour déterminer les moyens de transport et les routes à choisir. Ses investissements en 1976 ont été de \$7 millions et incluaient les paiements requis pour évaluer la part de Petro-Canada avec celle des autres participants. La participation de Petro-Canada se borne simplement aux études de probabilité et ne doit pas être conçue comme marquant une préférence pour l'un ou l'autre des gazoducs ou pour tout autre mode de transport.

La participation de Petro-Canada lui reconnaît le droit d'investir dans le système de transport qui sera éventuellement choisi; dans le cas où Petro-Canada décide de ne pas investir dans ce système de transport, elle aura droit à un remboursement de sa mise de fonds. Comme tous les associés de ce projet, Petro-Canada a droit à sa part de l'expertise technique qui découlera des recherches en cours présentement.

Panarctic, entreprise conjointe de l'industrie et du gouvernement, explore activement dans l'archipel Arctique depuis 1969. Panarctic a été formée par un groupe de sociétés canadiennes qui croyaient qu'il y avait un potentiel intéressant de vastes réserves de gaz dans l'archipel Arctique. On a alors demandé au Gouvernement d'apporter son appui à ces sociétés et le Gouvernement a acquis des intérêts dans Panarctic. Jusqu'à maintenant, Panarctic a annoncé la découverte de six champs gaziers importants dont les réserves s'élèvent à 16 trillions de pieds cubes. En 1976, Panarctic avait complété neuf puits et deux autres forages se poursuivaient en fin d'année.

Au 31 décembre 1976, Petro-Canada détenait 45% des actions de Panarctic Oils Ltd. Ces actions ont été achetées du Gouvernement du Canada pour la somme de \$80 millions, soit le coût des investissements et des obligations du Gouvernement.

Photo courtoisie de Panarctic Oils Ltd.



Panarctic Bent Horn F72-A sur l'île Cameron

Alberta et nord-est de la Colombie-Britannique



En 1974, après le retrait de l'un des quatre associés originaux, les trois autres ont prié le Gouvernement du Canada d'investir dans le projet Synchrude afin d'assurer la réalisation. Après examen des coûts du projet, du potentiel économique et de l'apport possible à l'approvisionnement d'énergie au Canada, la décision fut affirmative, le projet étant considéré comme essentiel si le potentiel énergétique des sables bitumineux doit contribuer à réduire la pénurie d'énergie prévue pour les années 80.

Petro-Canada a acquis 15% dans le projet de Synchrude, une entreprise conjointe de Imperial Oil, Canada Cities Service, Gulf Oil Canada Ltd., du gouvernement de l'Alberta et de Ontario Energy Corporation. Le projet est situé dans les sables bitumineux de l'Alberta. La construction a débuté en 1973 et était terminée à 60% à la fin de 1976. Petro-Canada avait contribué \$170 millions à ce projet. On s'attend que la participation de la Société atteigne environ \$315 millions sur un coût total de \$2.1 milliards.

## Régions de production significative

Production de condensés de pétrole et de  
dérivés liquides du gaz naturel —  
Août au 31 décembre 1976  
(Milliers de pieds cubes par jour)

(Barils par jour)

Brute  
avant redevance

ALBERTA	25,500
Medicine Hat	10,135
Alderson	7,640
Westlock	6,880
Swan Hills	3,980
Kaybob	3,175
Carson Creek	3,105
Edson	2,165
Gilby	935
Pembina	950
Nipisi	630
Autres	11,840

Sous-total	76,935
COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Beavertail	3,390
Beg	2,190
Rigel	3,235
Autres	2,050
Sous-total	10,865

PRODUCTION BRUTE TOTALE	87,800
(avant redevance)	
PRODUCTION NETTE TOTALE	58,365
(après redevance)	

Brute  
avant redevance

ALBERTA	5,165
Swan Hills	4,190
Bellshill Lake	3,105
Nipisi	1,750
Carson Creek	1,610
Redwater	1,300
Utikuma	1,010
Pembina	955
House Mountain	725
Virginia Hills	600
Gilby	600
Snipe Lake	485
Kaybob	400
Judy Creek	3,360
Ante Creek	
Autres	
Sous-total	25,735

COLOMBIE-BRITANNIQUE	950
Boundary Lake	1,075
Autres	2,025
Sous-total	27,760
PRODUCTION BRUTE TOTALE	17,000
(avant redevance)	
PRODUCTION NETTE TOTALE	
(après redevance)	

Recherches in-situ  
sur les sables  
bitumineux

Petro-Canada Exploration Inc. a poursuivi ses activités comme agent-exploitant d'un programme de recherches conjoint à frais partagés entrepris par Petro-Canada, Canada Cités Service et Imperial Oil, visant à élaborer des méthodes d'extraction in-situ des sables bitumineux à partir de 34 baux du secteur des pétroles bitumineux de l'Alberta. Ce groupe, qui mettait en commun, il y a 19 ans, 1,2 millions d'acres de propriété contenant des sables bitumineux situés en profondeur (impossible à miner d'une manière conventionnelle) a accompli des progrès considérables quant aux méthodes qui pourraient être utilisées pour en récupérer le pétrole et effectuer les forages nécessaires pour déterminer l'étendue de ces vastes réserves. À partir de ces travaux, on a pu évaluer les réserves de façon assez sûre à 160 milliards de barils de bitumen in-situ détenus conjointement par les trois sociétés. Les recherches les plus récentes de ce groupe ont porté sur un procédé des plus innovateurs consistant dans un réchauffement préalable qui utilise l'électricité, puis la propulsion à la vapeur. Petro-Canada détient les brevets de base sur le réchauffement électrique préalable aussi bien au Canada qu'aux États-Unis et dans d'autres pays. Une société canadienne travaille à la préparation des plans et devis des coûts d'un projet-pilote utilisant ce procédé. Des pourparlers sont actuellement en cours avec diverses autres sociétés intéressées à participer à ce projet.



# Exploitation Production

## Gaz naturel

provenance de Keg River (6 millions de pieds cubes bruts par jour) a été restreinte à cause d'une défaillance dans le système de transport de l'acheteur. La production de Westlock a été restreinte à cause d'un arbitrage sur les prix offerts par l'acheteur. En général, les ventes de gaz naturel ont été moindres à cause du rationnement de la production pétrolière. Les diminutions décrites plus haut ainsi que des contraintes imposées par les acheteurs ont forcé la Société à réduire sa production moyenne à un niveau d'à peu près 85% de sa capacité pendant toute cette période.

## Pétrole et

## dérivés liquides du gaz naturel

La production brute de la Société pendant la période allant des mois d'août à décembre 1976 a été de 27,760 barils par jour de pétrole et de 17,000 barils par jour net, après les déductions de redevances). La production totale pour 1976 a diminué de 23% par rapport à la production de 1975, surtout à cause de la diminution des quotas résultant des restrictions sur les exportations vers les États-Unis. Ces restrictions ont causé la réduction de l'extraction dans une proportion de 30% de la capacité de la Société. Le prix moyen de ces produits au cours de cette période était de \$8.82 le baril. Les champs qui ont le plus contribué à la production de ces produits sont Swan Hills, Bellis Hill Lake et Nipisi.

Durant les cinq mois se terminant le 31 décembre 1976, les propriétés de la Société ont apporté un revenu net de \$26 millions après le paiement des redevances et des dépenses d'exploitation.

Par l'entremise de Petro-Canada Exploration Inc., la Société a exploité à peu près 1,000 puits de gaz et de pétrole, cinq usines de gaz, 12 stations de pompage et de traitement de gaz et 15 centres consolidés de manutention de pétrole. Petro-Canada détient des intérêts variés dans de nombreux autres projets de gaz ou de pétrole exploités par d'autres compagnies. Durant l'année, Petro-Canada s'est penchée sur les moyens d'augmenter les réserves par différentes activités de développement. Pendant une période de cinq mois après l'achat de Atlantic Richfield Canada Ltd, soit des mois d'août à décembre 1976, Petro-Canada a participé directement aux travaux dans 45 puits de jaugage ou de développement; 7 puits de pétrole et 34 puits de gaz en ont résulté.

## Puits complétés en 1976\*

(Intérêt de travail brut)

EXPLORATION	
Pétrole	0
Gaz	2
Abandonnés	6
Sous-total	8
JAUGAGE/DÉLIMITATION	
Pétrole	0
Gaz	1
Abandonné	1
Sous-total	2
DÉVELOPPEMENT	
Pétrole	7
Gaz	33
Abandonnés	3
Sous-total	43
TOTAL	53

\*Inclut les puits complétés par Petro-Canada Exploration Inc. des mois d'août à décembre 1976 et exclut ceux de Panarctic Oils Ltd.

Durant la période de cinq mois se terminant le 31 décembre 1976, les redevances étaient de 58.4 millions de pieds cubes en moyenne, ce qui correspond à une production brute de gaz, (avant redevances,) de 87.8 millions de pieds cubes. À la fin de l'année, la production brute excédait 100 millions de pieds cubes par jour. Les principaux champs gazeux qui ont contribué à ces ventes sont les suivants: Alderson-Medicine Hat, Westlock et des puits dans le nord de la Colombie-Britannique. Le prix de vente moyen du gaz pendant ces cinq mois était de 89 cents par mille pieds cubes.

Des forages peu profonds dans les formations gazeuses de Bluesky et Milk River sont demeurés le point de mire de l'exploitation des réserves de gaz. Petro-Canada a entrepris la planification et l'élaboration d'un projet d'usine de gaz d'une capacité de 30 millions de pieds cubes par jour à Connersville dans le sud-est albertain. Les travaux ont continué sur d'autres projets gazeux en Alberta tant dans les régions du nord que du centre à Sedgewick, Strachan et Paddle Prairie.

Pendant la période allant des mois d'août à décembre 1976, la production de Petro-Canada en

## Superficie acquise grâce à l'achat d'Arcan

Région	Superficie brute	Superficie nette
Alberta	3.1	2.1
Colombie-Britannique	.4	.3
Baie d'Hudson	7.8	2.8
T. du N.-O. et Arctique	10.7	4.9
Sous-total	22.1	10.1
Alberta — sables bitumineux	1.5	.5
Total	23.6	10.6

## Superficie acquise par Petro-Canada

Superficie maximale possible	Superficie brute	Superficie nette	Superficie totale
Littoral est	29.9	.2	6.4
T. du N.-O. et Arctique	34.5	—	2.3
Total	64.4	.2	8.7
Superficie totale	88.0	10.8	8.7

Ce tableau ne contient pas une superficie de près de 47.1 millions d'acres de Panarctic Oils Ltd. dans laquelle Petro-Canada détient un intérêt d'environ 45%.

\* Atlantic Richfield Canada Ltd.

## Autres régions

détenteur de 18% des intérêts dans un groupe de quatre compagnies faisant de l'exploration. Petro-Canada a entrepris des négociations pour y lancer un programme important de forage. Une entente a été conclue avec succès par un groupe de quatre compagnies (Petro-Canada 18%, Panarctic Oils Ltd. 22%, Gulf 25% et Imperial Oil Ltd. 35%) avec Sun Oil Co. et Global Arctic Islands qui détiennent la plus grande partie du territoire dans le bassin Sverdrup. Ce projet d'exploration d'un coût de \$80 millions se poursuivra pendant les quatre ou six prochaines années et permettra au groupe d'acquies 60% des intérêts détenus par Sun et Global Arctic sur un territoire de 33 millions d'acres brutes. Rétroactive au 1er janvier 1976, l'entente inclut les intérêts de Sun et de Global Arctic dans le champ de gaz de Jackson Bay découvert en 1976 de même qu'une partie des réserves de gaz dans les champs de Hecla Point et de Drake Point.

Dans les Territoires du Nord-Ouest, Petro-Canada s'est associée à Gulf et Mobil dans un projet de forage qui sera réalisé à Sadene Lake en 1977. Ce puits permettra à Petro-Canada d'acquies des intérêts de 25% sur un territoire de 1.5 millions d'acres. La Société a également l'intention de participer à deux projets de forage additionnels dans les Territoires du Nord-Ouest.

Les opérations de Petro-Canada en Colombie-Britannique et en Alberta se résument à des forages de délimitation dans des champs de gaz peu profonds et déjà connus. La découverte de gaz à Bison en 1976 a fait l'objet d'un programme de forage intensif qui a débuté à la fin de 1976 et qui se poursuivra en 1977.



1. Champ gazier Hecla
  2. Champ gazier Drake Point
  3. Superficie pétrolière Bent Horn
  4. Champ gazier Wallis
  5. Champ gazier I. du Roi Christian
  6. Champ gazier Thor
  7. Champ gazier Kristoffer
  8. Champ gazier Jackson
- Legend:
- Champ pétrolière (Green oval)
  - Champ gazier (Red oval)
  - Superficie pétrolière Bent Horn (Yellow oval)
- Scale: 0, 50, 100, 150 MILES



## Bancs de Terre-Neuve/Labrador



Dans le cadre d'un programme de forages exploratoires et de relevés sismiques d'un coût de \$20 millions, des relevés sismiques ont été poursuivis sur le permis de Gander ayant une superficie de 5,6 millions d'acres détenu par Texaco-Shell. A titre de partenaire dans cette entreprise, Petro-Canada paiera 20% des coûts afin d'acquiescer des intérêts de 10% sur la totalité du bloc. Les forages, qui doivent débuter en 1978, détermineront la valeur des structures importantes qui se trouvent dans les eaux canadiennes profondes. Ces forages seront les premiers forages exploratoires entrepris dans des eaux d'une profondeur de 4,000 à 6,000 pieds. A l'embouchure du détroit d'Hudson, Petro-Canada s'est jointe à un troisième groupe pour effectuer des relevés sismiques. Dans ce cas, Petro-Canada paiera 20% des coûts. Advenant des résultats intéressants, une décision sera prise au cours de 1977 quant à l'opportunité de forer des puits d'exploration. Petro-Canada obtiendra 10% des intérêts sur une superficie de 3,6 millions d'acres.

## L'archipel Arctique

Bien que la plupart des découvertes dans les îles Arctiques aient été faites sur la terre ferme, les couches géologiques s'étendent vers le large et on retrouve entre les îles des structures semblables à celles mises à jour sur le littoral. Petro-Canada oeuvre dans l'archipel Arctique de trois façons différentes: premièrement, comme actionnaire de Panarctic Oils Ltd., puis comme détenteur de territoires qui lui sont propres et enfin, comme partenaire



À fin d'acquérir 50% des intérêts de Shell sur ses permis d'une superficie de 4.1 millions d'acres, il a fallu forer quatre puits d'exploration d'un coût approximatif de \$ 16 millions; Sulpetro s'est joint à Petro-Canada pour 10% de ce programme. À la fin de l'année, le forage continuait toujours au site Petro-Canada/Shell-Mohaida P-15 situé à 120 milles au sud-ouest de l'île de Sable. Les trois autres puits, Shell/Petro-Canada/Mic-Mac D-89, Petro-Canada/Shell Wenonah J-75 et Petro-Canada/Shell Penobscot L-30, ont été abandonnés. Au puits abandonné Petro-Canada/Shell Penobscot-30, on a trouvé du pétrole et du gaz dans de minces couches de sable entre 8,500 et 10,000 pieds. De nouveaux relevés sismiques ont confirmé la possibilité que ces sables puissent être traversés à une profondeur beaucoup moindre à deux milles à l'ouest du puits. Un nouveau puits sera foré au cours de 1977 afin de vérifier ces faits.

Deux autres zones d'intérêt ont été forées; il s'agit de Shell et al North Sydney G-24 et de Petro-Canada/Mobil Hesper 1-52; dans les deux cas, rien n'a été produit. Le seul forage en haute mer au large de Sydney, en Nouvelle-Écosse, a été entrepris conjointement avec Shell et le groupe Murphy qui regroupait Murphy, Husky, CNG Development, Francana, L&E et SOQUIP, la société pétrolière du Gouvernement du Québec. À la fin de l'année, Petro-Canada signalait une entente avec Mobil en vertu de laquelle la Société s'engageait à entreprendre des travaux de forage sur cinq puits avec l'option de creuser jusqu'à sept puits additionnels. Le coût de ces opérations se situera entre un minimum de \$24 millions et un maximum de \$48 millions, répartis sur les deux ou trois prochaines années. Ces dépenses permettront à Petro-Canada d'acquérir 40% des intérêts sur un territoire de près d'un million d'acres aux environs de l'île de Sable. Les travaux projetés incluent le forage de deux puits de délimitation, un sur le site d'une découverte de pétrole, Cohasset, et l'autre à Thébaud où l'on a trouvé du gaz. Si ces dernières opérations sont couronnées de succès, d'autres puits de délimitation seront forés qui pourraient confirmer la valeur commerciale de ces deux sites. Tous les sites dans le territoire de Mobil sont situés près de l'île de Sable en eau peu profonde, ce qui empêche l'utilisation des plates-formes semi-submersibles actuellement utilisées dans l'Atlantique. On aura donc recours à une plate-forme sur piliers telle qu'utilisée dans le golfe de Mexique. Les découvertes antérieures de pétrole et de gaz effectuées par Mobil à l'extrémité occidentale de l'île de Sable ne sont pas incluses dans ce projet.

## Bancs de Terre-Neuve Labrador

Les premiers forages effectués par l'industrie privée au large de la Côte du Labrador ont été les plus prometteurs de tous les forages entrepris sur la côte est du pays; des découvertes de gaz ont été faites à Gudrid, Bjarni et Snorri. Toutefois, les conditions extrêmes de l'environnement dans cette région ont occasionné des coûts d'exploration très élevés. Au cours de 1976, Petro-Canada s'est engagée à participer à trois projets distincts, dont un ne comportait que des relevés sismiques.

Le projet initial d'exploration de Petro-Canada sur la Côte du Labrador fut le projet d'affermage qu'elle a fait avec British Petroleum; la Société s'est engagée à investir \$13 millions afin d'acquérir un intérêt de 15% des 12.6 millions d'acres qui appartiennent à British Petroleum. Le principal objectif de ce programme était de compléter le forage du puits de Indian Harbour, commencé par un groupe sous la direction de British Petroleum et qui comprenait Gulf, Columbia et Chevron; les travaux avaient été suspendus à une profondeur de 7,800 pieds en 1975. On reprit le forage qui se poursuivait jusqu'à une profondeur de 12,986 pieds, révélant des formations semblables à celles du puits Gudrid situé non loin. On découvrit que le réservoir calcaire Gudrid n'était pas poreux à cet endroit. Le coût total de ce puits d'exploration s'est élevé à \$14.6 millions et la part de Petro-Canada a été d'environ \$5.6 millions.

Plusieurs des ententes signées par Petro-Canada pour des projets conjoints impliquent des programmes d'exploration qui s'échelonnent sur plusieurs années. Le tableau récapitulatif des propriétés de Petro-Canada expose la différence qui existe entre le maximum de superficies que peut acquérir Petro-Canada et ce qui a été acquis pendant la saison d'exploration de 1976. L'inventaire total des territoires inclut plus de 88 millions d'acres brutes dont 23,6 millions d'acres brutes obtenues lors de l'achat de Atlantic Richfield Canada Ltd. Si toutes les options d'acquisition étaient exercées, Petro-Canada pourrait posséder 19,5 millions d'acres nettes. Les opérations d'exploration frontalière de Petro-Canada ont été poursuivies dans trois principaux territoires: le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, les bancs du Labrador et de Terre-Neuve et l'archipel Arctique.

## Le plateau continental

de la Nouvelle-Écosse

A la suite des résultats d'exploration obtenus par l'industrie sur ce plateau, on a défini la région du territoire prometteur autour du bassin de l'île de Sable. Les efforts d'exploration de l'industrie privée étaient mis en veilleuse. Bien que ces résultats ne semblent pas des plus prometteurs en comparaison des possibilités offertes au niveau international, ils pourraient toutefois être assez valables pour

fournir un approvisionnement important aux Provinces Maritimes, réduisant ainsi la dépendance de ces dernières des importations de pétrole et représentant une source possible de revenus intéressants pour Petro-Canada.

C'est alors que Petro-Canada entreprit des démarches pour acquérir des intérêts dans le territoire du plateau de la Nouvelle-Écosse, surtout dans le bassin de l'île de Sable, afin d'y poursuivre un programme d'exploration qui déterminerait s'il y avait assez de gaz et de pétrole dans cette région pour que la production en devienne rentable. De plus, on effectuera des forages de délimitation afin de déterminer l'étendue des



découvertes antérieures. La production du gaz et du pétrole deviendra peut-être possible surtout si on tient compte du fait que des réserves assez modestes peuvent se révéler croissant de l'énergie. Ce programme d'exploration, incluant des forages et des relevés sismiques, a été entrepris conjointement avec Shell et Mobil Oil, à la suite de certaines ententes.

engagements du Gouvernement du Canada; ensuite, Petro-Canada a acquis 15% des actions de Syncrude Canada, actions détenues par le Gouvernement tandis que la Société acquérait du Gouvernement l'investissement qu'il détenait dans Panarctic Oils Ltd. Le transfert de ces avoirs souligne l'importance du rôle que jouera Petro-Canada comme instrument du Gouvernement dans le secteur de l'énergie. Ces activités contribuent à accroître nos connaissances dans le domaine des ressources frontalières, à augmenter l'exploitation économique des sources d'énergie conventionnelles, et finalement à développer l'expertise technique requise pour augmenter les sources d'hydrocarbures et à accélérer l'accès au marché des ressources tant frontalières que non conventionnelles.

Une autre des priorités d'implantation a été de développer une capacité d'opération et d'obtenir un flux monétaire sur une production canadienne, afin de supporter un vaste programme d'exploration. Au mois d'août, Petro-Canada se portait acquéreur de la totalité des actions en circulation de Atlantic Richfield Canada Ltd. pour une somme de près de \$342,4 millions. Maintenant connue sous le nom de Petro-Canada Exploration Inc., cette Société détient des propriétés, productrices de pétrole et de gaz, 10,6 millions d'acres nettes de territoires pétroliers et gazeux, non encore explorés, en Alberta, en Colombie-Britannique, dans les Territoires du Nord-Ouest, l'archipel Arctique et la Baie d'Hudson et un intérêt d'un tiers dans les baux couvrant une superficie de 1,2 millions d'acres de sables bitumineux. Cette acquisition a porté à 400 le nombre d'employés de Petro-Canada dont 300 sont à l'emploi de Petro-Canada Exploration Inc.

En 1976, Petro-Canada a lancé plusieurs programmes qui seront d'une grande importance en 1977 et dans le futur. L'exploitation et la production des réserves de l'Arctique septentrionale nécessiteront des techniques d'exploitation rentables et éprouvées dans ce climat hostile, surtout pour l'exploitation en haute mer. En coopération avec d'autres, Petro-Canada a déjà mis sur pieds une entreprise spéciale pour ce projet.

Il existe dans l'Ouest canadien des réserves de pétrole lourd qui pourraient apporter une importante

contribution aux approvisionnements canadiens. Des découvertes techniques tant au niveau de l'extraction que du raffinage permettraient d'augmenter les réserves exploitables et améliorerait la rentabilité de la production. De grands centres de raffinage permettraient l'exploitation de plusieurs territoires moins vastes contenant des pétroles lourds. Conjointement avec des participants de l'industrie et divers gouvernements provinciaux, Petro-Canada étudie la valeur de travaux futurs dans ce domaine.

D'autres programmes mis à l'étude en 1976 seront poursuivis plus avant. Il s'agit de recherches visant à améliorer le potentiel et la rentabilité de l'exploration, de l'exploitation et du transport de ses différents dépôts de pétrole et de gaz au Canada ainsi que les facteurs ayant trait à la protection de l'environnement.

Petro-Canada est assujettie à tous les règlements qui régissent les autres entreprises dans les industries où elle opère. Elle doit payer des impôts et des redevances et se conformer à toutes les lois et règlements en vigueur. En ce faisant, elle contribue comme entreprise aux activités et aux revenus publics.



## Priorités

La priorité la plus importante de Petro-Canada a été de s'implanter dans des activités d'exploration conventionnelle, plus spécialement dans les régions frontalières, là où les coûts sont élevés, les risques considérables et la mise en exploitation très longue, mais dont le potentiel est important et là où il est crucial, dans l'intérêt public, de déterminer la présence et les coûts d'exploitation de ces ressources. En 1976, le point de mire du programme d'exploration a été les régions frontalières qui avaient besoin d'investissements additionnels. Petro-Canada s'est empressée de ranimer l'intérêt et les activités dans le plateau de la Nouvelle-Écosse, et d'accroître l'activité au large de Terre-Neuve et du Labrador, dans l'Arctique septentrionale et dans plusieurs sites du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.

La deuxième priorité de Petro-Canada a été de prendre en charge les responsabilités et investissements du gouvernement fédéral en matière d'énergie. En 1976, Petro-Canada a participé au projet "Gaz polaire", reprenant à sa charge les

qui en résulteront. Cette approche ne saurait être une excuse pour les investissements inefficaces.

Il faut retenir certains objectifs importants dans les rapports entre Petro-Canada et le Gouvernement du Canada; le Gouvernement doit être tenu au courant des risques et des possibilités que présentent les projets dans lesquels Petro-Canada est impliquée tandis que cette dernière doit choisir des projets qui reflètent les buts poursuivis par la politique gouvernementale. Le Gouvernement, à titre d'actionnaire de Petro-Canada, doit être tenu au courant et en tout temps des activités de Petro-Canada. De même, la Société doit être informée des priorités gouvernementales dans le domaine de l'énergie afin de remplir efficacement son mandat. Cependant, le gouvernement ne fournit à Petro-Canada aucun renseignement confidentiel de nature commerciale et ne s'attend pas de recevoir de Petro-Canada des informations qui seraient en violation de ses accords commerciaux.

Tant dans l'élaboration de ses stratégies que dans leur réalisation, Petro-Canada tient compte de certains critères bien définis. L'un des plus importants est le concept selon lequel l'augmentation des approvisionnements et les progrès technologiques ne peuvent s'accomplir que si Petro-Canada ajoute aux activités que poursuivent d'autres sociétés ou avance les échéances des travaux en cours. Agent catalyseur, Petro-Canada a offert d'accepter une part des responsabilités et des risques inhérents de certaines entreprises conjointes du secteur privé, tout particulièrement dans des domaines où les taux de risque sont élevés, tels que l'exploration dans les régions frontalières et le développement de la technologie. Petro-Canada est aussi prête à investir dans des activités qui pourront parer à ou anticiper des besoins ou programmes majeurs du domaine de l'énergie.

Dans ses investissements, Petro-Canada recherche les meilleures conditions commerciales et financières. L'investissement des deniers publics est une responsabilité qui ne peut ignorer les critères commerciaux de l'investissement et du rendement. Si Petro-Canada veut servir l'intérêt national, elle doit agir d'une façon commerciale en minimisant les coûts d'exploration et en maximisant le rendement sur les investissements de ses actionnaires, la nation canadienne. Investir dans des activités qui ne sont pas commercialement rentables peut se faire dans le contexte d'un but sociologique pour suivi pour le bien public mais il importe alors de bien identifier les coûts et les bénéfices



Le mandat de Petro-Canada souligne certains buts à atteindre:

### augmenter les approvisionnement d'énergie disponible pour les Canadiens:

— par l'exploration, surtout dans les régions éloignées, pour découvrir des sources conventionnelles de pétrole et de gaz;

— par des investissements dans l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta;

— par des entreprises qui tenteront de rendre économiques l'exploration, l'exploitation et le transport de ressources situées dans des endroits éloignés ou difficiles d'accès;

— par des projets axés sur l'élaboration de la technologie nécessaire à l'utilisation économique de nouvelles sources d'hydrocarbures, tels que l'extraction in-situ des pétroles lourds;

— par des programmes de recherche et de développement d'autres sources d'énergie;

— par la recherche de possibilités d'accroître la sécurité des sources d'énergie situées à l'étranger lorsque ces sources sont nécessaires ou alléchantes pour le Canada.

### aider le Gouvernement à élaborer sa politique nationale sur l'énergie:

— en accélérant le processus d'inventaire des sources possibles d'énergie au Canada, tant conventionnelles que nouvelles;

— en facilitant une meilleure compréhension des coûts associés aux différentes ressources énergétiques du pays et en les comparant aux coûts de diverses autres possibilités afin d'assurer de l'énergie à des prix compétitifs aux consommateurs et à l'industrie du Canada;

— en fournissant au Gouvernement, investisseur direct dans ce secteur où le taux de risque est élevé, les bases nécessaires pour l'énoncé d'une politique valable;

### intensifier la présence canadienne dans l'industrie pétrolière.

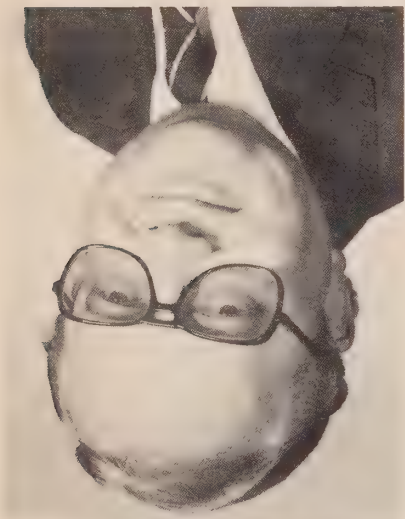
La première année de Petro-Canada en a été une de croissance et d'activité au cours de laquelle la Société a voulu élaborer le mandat qui lui a été confié par le Parlement, établir des priorités et jeter les jalons qui lui permettront d'y faire face. Petro-Canada a été créée afin de répondre, en partie, aux données qui ont pris la manchette à la suite de la crise de l'énergie survenue vers le milieu des années '70. Les faits suivants, apparus lors de cette crise, ont tous contribué à une réévaluation fondamentale de la politique énergétique du Canada: hausse des prix par l'OPEP et interruptions dans les arrivages; révisions des estimations de nos ressources qui indiquaient des réserves moindres que prévues et de ce fait, nous frcgnaient à nous fier de plus en plus au pétrole importé; ampleur des investissements nécessaires pour l'exploration dans les régions limitrophes et l'exploitation des sables bitumineux; multiplication des sociétés nationales d'énergie à travers le monde et, finalement, réalisation de l'importance politique et stratégique de l'énergie sur le plan international. En même temps que ces événements se produisaient, et peut-être en partie à cause de ceux-ci, on réclamait au Canada même une plus grande présence canadienne dans l'industrie pétrolière. L'une des solutions apportées par le Gouvernement du Canada a été la création d'une société nationale des pétroles.

organismes nationaux dont les activités sont semblables ou complémentaires à celles de Petro-Canada ou encore avec des partenaires dont la coopération lui permettrait de mieux poursuivre ses buts et de mieux remplir son mandat. Dans toutes ses activités, Petro-Canada s'est efforcée de renforcer et d'amplifier le secteur canadien de l'énergie, et non pas d'en remplacer quelque segment que ce soit. La Société oeuvre dans un secteur contrôle en grande partie par l'industrie étrangère; elle doit à la fois coopérer avec les compagnies privées et les concurrencer. La seule raison d'être de Petro-Canada est de stimuler et d'encourager toute activité qui est dans l'intérêt de la nation et de renforcer la présence nationale dans ce secteur stratégique de l'énergie. Enfin, il faut souligner que, bien que Petro-Canada centre présentement ses efforts sur l'exploration et l'exploitation des ressources pétrolières, tout particulièrement dans les régions limitrophes du Canada, la Société doit poursuivre son expansion en reconnaissant que le pétrole et le gaz ne sauraient être les seuls piliers de nos ressources énergétiques, présentes ou futures. Le développement de sources additionnelles d'énergie constitue d'ailleurs un objectif très important pour le Canada. Petro-Canada s'efforcera donc de contribuer au développement d'autres sources d'énergie, y compris des sources d'énergie renouvelable — efforts qui prendront de plus en plus d'importance au cours des prochaines années.



Président du  
Conseil d'administration

*William S. Stewart*



Président et  
directeur général

*William S. Stewart*

La société Petro-Canada vient de vivre sa première année d'existence. Elle a commencé avec une poignée d'hommes qui ont conçu sa structure et formé ses politiques, puis ont recruté le personnel nécessaire à son bon fonctionnement. Bien que Petro-Canada ait été créée en vertu d'une Loi du Parlement approuvée par Sanction royale le 30 juillet 1975, elle n'a commencé ses opérations qu'en janvier 1976. Petro-Canada est maintenant une société bien établie qui constitue un élément important dans le domaine de l'énergie au Canada.

Le mandat gouvernemental conféré à Petro-Canada en est un des plus vastes dans le domaine de l'énergie; il en fait un facteur important dans l'élaboration et la mise en place d'une politique nationale de l'énergie.

La société Petro-Canada, dont le siège social est à Calgary, a établi sa présence dans l'industrie du pétrole et du gaz en recrutant une équipe de professionnels hautement qualifiés dans ce domaine. Cette équipe avait un défi de taille à relever: celui de créer de toutes pièces, dès la première année, une société qui opèrerait dans divers domaines avec des disponibilités considérables. Au tout début, Maurice Strong cumula les postes de Président et de Président et d'administration

l'une de ses principales tâches durant cette période fut de recruter un Président pour la Société. C'est en juillet qu'on nomma M. Wilbert H. Hopper, alors Vice-président sénior, aux postes de Président et directeur général.

Le Conseil d'administration regroupe des hommes dont l'expérience s'étend aussi bien au domaine pétrolier qu'à d'autres domaines des secteurs public et privé. Ce Conseil apporte donc un vaste répertoire de connaissances et d'expertise à la société Petro-Canada.

Au départ, la Société a dû faire face aux lourdes responsabilités qui lui ont été dévolues par suite du transfert des intérêts détenus par le Gouvernement du Canada dans Panarctic Oils Ltd., Syncrude Canada Ltd. et le projet "Gaz polaire". C'est dire que Petro-Canada a dû s'impliquer immédiatement dans les explorations arctiques, le développement des sables bitumineux ainsi que dans l'étude de projets d'un gazoduc transportant le gaz des régions arctiques.

Durant la même période, Petro-Canada acquérait Atlantic Richfield Canada Ltd., société d'exploration et d'exploitation, et entreprenait un vaste programme d'exploration au Canada.

Toutes ces activités furent entreprises et poursuivies selon les critères en vigueur dans le secteur privé de l'industrie. Bien que Petro-Canada sélectionne ses activités par rapport aux objectifs qu'elle s'est fixés, ses opérations et celles de ses filiales doivent prendre en considération l'utilisation efficace et profitable des ressources nationales.

La politique de la Société est d'adopter une attitude des plus strictes pour tout ce qui touche l'environnement, tant social que physique et ce, à travers toutes ses activités. À cette fin, elle a formé un groupe dont la première responsabilité consiste à assurer que ces normes soient prises en considération à tous les stades du processus de décision, afin que les décisions prises retiennent un équilibre acceptable entre les facteurs économiques et l'environnement social et physique.

Pendant sa première année d'existence, Petro-Canada a oeuvré principalement à établir sa présence ici même au Canada. Cependant, comme le marché de l'énergie est un marché international et que le Canada devra y avoir recours de plus en plus, du moins pendant les prochaines années, la Société ne remplirait pas son mandat si elle ne se souciait pas de l'univers international dans lequel elle doit évoluer. Petro-Canada s'est donc efforcée de susciter certains échanges au niveau international, surtout avec d'autres



L'honorable Alastair W. Gillespie, C.P., député  
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources  
Chambre des Communes  
Ottawa, Ontario  
K1A 0A7

Monsieur le ministre,

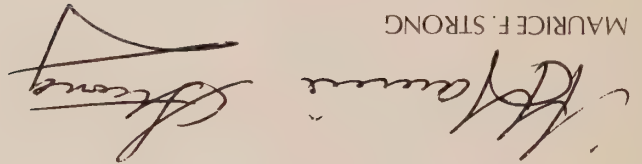
Il me fait plaisir de vous présenter, au nom du Conseil d'administration, le premier rapport annuel de Petro-Canada pour l'exercice financier qui s'est terminé le 31 décembre 1976.

Selon les directives de la Loi sur l'administration financière, le rapport inclut les états financiers consolidés et les divers relevés, le tout certifié et signé par les vérificateurs de Petro-Canada.

Le Conseil d'administration tient à souligner l'encouragement et l'appui qu'il a reçus du Gouvernement du Canada. Nul doute que cet appui a contribué de façon tangible à l'expansion rapide de Petro-Canada pendant sa première année d'existence.

Veillez agréer, monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Le Président du Conseil d'administration,

  
MAURICE F. STRONG



Conseil

d'administration

**\*\* Maurice F. Strong**

Président du Conseil d'administration

Petro-Canada

Calgary

**\* Donald Harvie**

Vice-président du Conseil d'administration

Calgary

Président

The Devonian Group of Charitable

Foundations

Calgary

L'honorable John B. Aird, O.C., C.R.

Associé senior

Aird, Zimmerman and Berlis

Toronto

**\* J.-Claude Hébert**

Président du Conseil d'administration et

directeur général

Bombardier - MLW Ltée

Montréal

**\* Wilbert H. Hopper**

Président et directeur général

Petro-Canada

Calgary

Arthur Kroeger

Sous-ministre

Ministère des Affaires indiennes et du Nord

canadien

Ottawa

**\* Gordon M. MacNabb**

Sous-ministre

Ministère de l'Énergie, des Mines et des

Ressources

Ottawa

**David McD. Mann**

Associé

Cox, Downie, Nunn and Goodfellow

Halifax

**T. K. Shoyama**

Sous-ministre

Ministère des Finances

Ottawa

**Donald G. Willmot**

Président du Conseil d'administration

The Molson Companies Limited

Toronto

**\*\*Président du Comité exécutif**

\*Membre du Comité exécutif

Ministère des Approvisionnement et Services  
Canada 1977  
No. CC91-1976

Cadres

**Maurice F. Strong**

Président du Conseil d'administration

**Wilbert H. Hopper**

Président et directeur général

**Donald W. Axford**

Vice-président senior

Planification des explorations

**Joel I. Bell**

Vice-président

Planification corporative

**Ronald P. Havelock**

Vice-président

Secrétaire et conseil juridique

**William Morrow**

Contrôleur

**Donald M. Wolcott**

Vice-président

Transport et exploitation

**Leonard Youell**

Trésorier

Siège social

Place Canada

407 - 2<sup>e</sup> Rue sud-ouest

Calgary, Alberta

**Adresse postale**

Boîte postale 2844

Calgary, Alberta

T2P 2M7

**Téléphone**

(403) 264-7015

**Télex**

03825753

**Bureau d'Ottawa**

350, rue Sparks

Suite 306

Ottawa, Ontario

K1R 7S8

**Téléphone**

(613) 238-8951

**Télex**

0534135

Membres

**Peat, Marwick, Mitchell & Cie**

Calgary, Canada

PETRO-CANADA  
EXPLORATION INC.

**Siège social**

Guinness House

727 - 7<sup>e</sup> Avenue sud-ouest

Calgary, Alberta

T2P 0Z6

**Téléphone**

(403) 266-8311

Comité de direction

**Wilbert H. Hopper**

Président du Conseil d'administration

Petro-Canada Exploration Inc.

**Donald W. Axford**

Vice-président senior

Planification des explorations

Petro-Canada

**Joel I. Bell**

Vice-président

Planification corporative

Petro-Canada

**John Godfrey**

Gérant général

Territoires

Petro-Canada Exploration Inc.

**Ronald P. Havelock**

Vice-président

Secrétaire et conseil juridique

Petro-Canada Exploration Inc.

**Robert A. Meneley**

Vice-président

Exploration

Petro-Canada Exploration Inc.

**Sam Stewart**

Président

Petro-Canada Exploration Inc.

**Maurice F. Strong**

Président du Conseil d'administration

Petro-Canada

**Ernest M. Tetreau**

Vice-président

Exploration

Petro-Canada Exploration Inc.

**Donald M. Wolcott**

Vice-président

Transport et exploitation

Petro-Canada

Peto-Canada



**petro·Canada**



CAI  
PET  
-A56

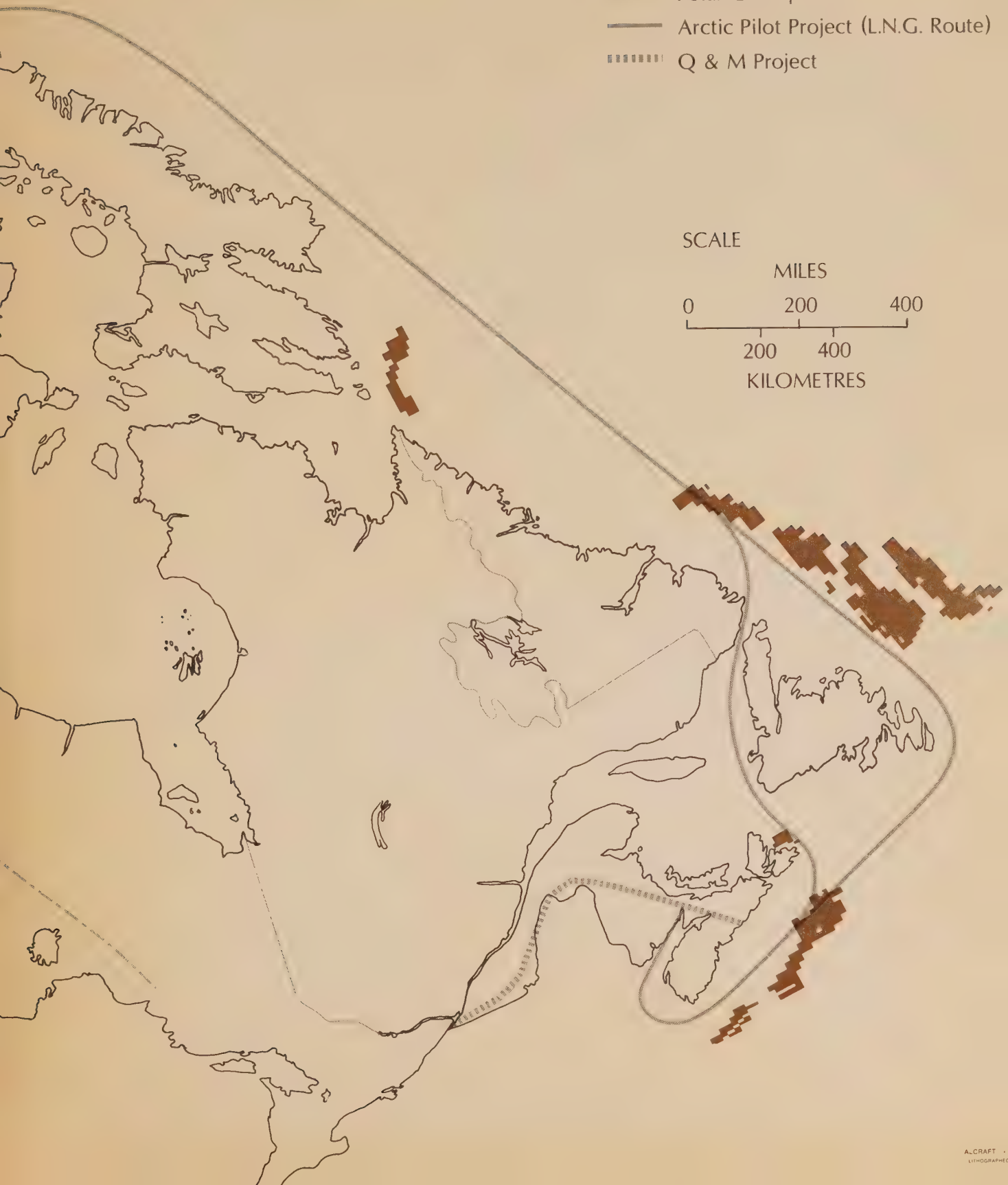
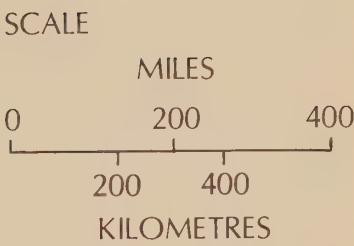
<sup>11</sup>  
Petro-Canada  
Petro-Canada  
Petro-Canada  
Petro-Canada  
**Petro-Canada**

1977 ANNUAL REPORT

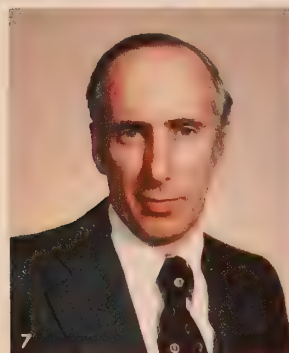


LEGEND

- Petro-Canada Involvement
- Gas Fields
- Alberta Oil Sands
- Polar Gas Pipeline
- Arctic Pilot Project (L.N.G. Route)
- Q & M Project







## Board of Directors

- 1 \* Maurice F. Strong  
Chairman of the Board,  
Petro-Canada,  
Calgary
- 2 \*\* Donald Harvie  
‡‡ Deputy Chairman of the Board,  
Petro-Canada,  
Chairman,  
The Devonian Group of Charitable  
Foundations,  
Calgary
- 3 Hon. John B. Aird, O.C., Q.C.  
Senior Partner  
Aird & Berlis,  
Toronto
- 4 \*\* J. Claude Hébert  
Chairman of the Board,  
Bombardier - MLW Ltd.,  
Montreal
- 5 \*\* Wilbert H. Hopper  
President and Chief Executive Officer,  
Petro-Canada  
Calgary
- 6 Arthur Kroeger  
Deputy Minister,  
Indian and Northern Affairs,  
Ottawa
- 7 \*\* Gordon M. MacNabb  
Deputy Minister,  
Energy, Mines and Resources,  
Ottawa
- 8 ‡ David McD. Mann  
Partner,  
Cox, Downie, Nunn and Goodfellow,  
Halifax
- 9 T. K. Shoyama  
Deputy Minister,  
Finance,  
Ottawa
- 10 ‡‡ Donald G. Willmot  
Chairman of the Board,  
The Molson Companies Limited,  
Toronto

- \* Chairman of Executive Committee
- \*\* Member of Executive Committee
- ‡ Chairman of Audit Committee
- ‡‡ Member of Audit Committee

## Senior Personnel

- Wilbert H. Hopper  
President and Chief Executive Officer
- Joel I. Bell  
Senior Vice-President —  
Finance and Planning
- Andrew Janisch  
Senior Vice-President and  
Chief Operating Officer
- Sam Stewart  
Senior Vice-President —  
Athabasca Development
- Donald M. Wolcott  
Senior Vice-President —  
Project Development
- John M. Godfrey  
Vice-President — Land
- Ronald P. Havelock  
Vice-President (Law) and Secretary
- Peter R. Hunter  
Vice-President — Supply
- Robert A. Meneley  
Vice-President — Exploration
- William Morrow  
Controller
- David P. O'Brien  
General Counsel
- James Scurr  
Vice-President — Human Resources

Leonard M. Youell  
Treasurer/Administrator

## Head Office

Canada Place  
407 - 2nd Street, S.W.  
Calgary, Alberta

Postal Address  
P.O. Box 2844  
Calgary, Alberta.  
T2P 2M7

Phone Number  
403 - 264-7015

Telex Number  
03825753

Ottawa Office  
350 Sparks Street,  
Suite 306  
Ottawa, Ontario.  
K1R 7S8

Phone Number  
613 - 238-8951

Telex Number  
0534135

## AUDITORS

Peat, Marwick, Mitchell & Co.  
Calgary, Alberta.  
Canada.





**Petro-Canada**

March 31, 1978

The Honorable Alastair Gillespie, P.C., M.P.,  
Minister of Energy, Mines and Resources,  
House of Commons,  
Ottawa, Canada,  
K1A 0A7

Dear Minister:

On behalf of the Board of Directors, we are pleased to present this second Annual Report of Petro-Canada for the fiscal year ended December 31, 1977.

In accordance with the provisions of the Financial Administration Act, the Report includes the Consolidated Balance Sheet and the related statements together with the auditor's report thereon.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read "Maurice Strong".

MAURICE F. STRONG  
Chairman of the Board.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read "W. H. Hopper".

WILBERT H. HOPPER  
President and Chief Executive Officer.

# 1977 Highlights

- 1977 was Petro-Canada's second year of operation;
- Its activities aim at assisting the realization of Canada's energy supply objectives by initiating and supporting projects which include those which are at the frontiers of technical and commercial viability;
- Its projects have been undertaken in joint venture with private sector firms willing and able to share in the risks and opportunities which these new projects offer;
- Its work and direct public investment of funds in the more promising projects in the industry are a means of mobilizing public financial support and focussed technical effort for particular and important ventures as a supplement to the many Government policies which encourage the energy industries;
- In pursuing these objectives, Petro-Canada is:
  - managing one of the larger oil and gas exploration programs in Canada, with particular emphasis on the country's frontier regions;
  - investigating technology for the development of the non-conventional oil resources of heavy oil and tar sands;
  - designing and assessing methods of transporting energy to market from remote and difficult locations;
  - assessing foreign opportunities which offer a secure supply of competitive energy for those Canadian markets which will remain import-dependent for some period of time, regardless of success on the Canadian technological and geographic frontiers;
  - reviewing technological developments which would provide new sources of energy to Canadian markets; and
  - undertaking research and development into Canadian technical challenges and opportunities;
- As part of its Government mandate, Petro-Canada has also been using its resources for the management of the interests in certain energy projects which the Government has invested in, in support of private industry initiatives, prior to the creation of this Corporation — i.e., Syncrude, Panarctic Oils Ltd. and Polar Gas;
- Its activities are also intended to increase Government knowledge of, and sensitivity to, the risks and opportunities in the Canadian energy business to help ensure that its policies in the energy field reflect these realities.



## **Exploration**

1. Petro-Canada ranked 10th in Canada in number of wells drilled in 1977.
2. Total exploration expenditures in 1977 were \$60.5 million.
3. The Corporation participated in 13 of the 27 wells drilled in Canada's frontier region in 1977.
4. It was the most active company funding exploration on the Scotian shelf in 1977.
5. Petro-Canada purchased sole ownership of 3 million acres of land in northern Baffin Bay containing promising geological prospects.
6. At year end the Corporation owned 93 million gross acres of leases in Canada; net 15 million acres.
7. In 1977 Petro-Canada drilled 128 wells of which 86 were gas producing wells and 18 were oil producing wells.

## **Project Development**

1. Petro-Canada is project leader in the Arctic Pilot Project to investigate the feasibility of moving Arctic gas to southern markets via liquid natural gas tanker.
2. It is involved in the Polar Gas group to look at the feasibility of moving Arctic gas south by pipeline.
3. Petro-Canada is involved in designing the first offshore Arctic well completion, is conducting innovative ice movement studies and is working with others to develop a new offshore Arctic drilling system.
4. The Corporation has undertaken extensive studies of factors related to heavy oils development, including exploration, production technology, enhanced recovery, upgrading systems and transmission systems, to permit full utilization of this oil reserve for Canadian needs.
5. Petro-Canada is involved in a joint venture to investigate the feasibility of moving Western Canadian gas to new markets in Quebec and the Maritimes.
6. As the operator in a large joint venture in the Alberta Oil Sands, it is actively researching and planning the testing of in-situ processes to develop oil sands.

## **Financial**

1. In 1977, Petro-Canada, through development activities, added 21 billion cubic feet of gas to its reserves. Total 1977 gas production was 32.5 billion cubic feet before royalty, leaving reserves of 821.8 billion cubic feet at year end.
2. In 1977, Petro-Canada added 2.9 million barrels of oil and natural gas liquids to its reserves. Total 1977 oil and natural gas liquids production was 10.2 million barrels leaving reserves of 151.6 million barrels at year end.
3. Sales of oil, gas and natural gas liquids generated revenue of \$88.7 million after royalty.
4. At year end the consolidated assets of the Corporation were \$878.7 million consisting of:
  - \$ 48.1 million — current assets
  - \$ 91.8 million — investment in Panarctic Oils Ltd.
  - \$259.1 million — investment in Syncrude Project
  - \$479.7 million — other property, plant and equipment





Panarctic Photo



Mach 2 Film Productions Ltd.



Polargas Photo



# Corporate Report

Petro-Canada was established to assist the Canadian Government achieve its goal of assuring Canada's future energy supply. In 1977, the second year of operation, it continued the systematic examination of potential sources which could have a significant impact on Canada's energy supply. The Corporation undertook an active frontier exploration program, research into improved methods of developing and delivering existing resources and research into the utilization of additional potential sources of oil and gas.

Since its start of business in early 1976, Petro-Canada has become a substantial presence in Canada's energy industry. It has a fully operational exploration staff managing one of the larger oil and gas exploration programs in Canada. In 1977, Petro-Canada ranked 10th in number of wells drilled in Canada.

With the creation of Petro-Canada the Government added another method of providing for Canada's energy needs. Direct public investment through Petro-Canada complements a broad range of public policies by stimulating specific ventures to achieve Canada's energy goals. This investment will increase Government's knowledge of, and sensitivity to, the risks and opportunities in the energy business, and help to ensure that public policies in the energy field reflect these realities.

Petro-Canada's participation is not, and will not be, at the expense of opportunities for private sector investment. On the contrary, it has expanded such opportunities by undertaking its ventures in association with others willing to make the necessary investments to

achieve Canada's energy goals. It increases the extent of Canadian participation in this crucial industry. It has mobilized public financial strength to promote activities in the energy field which are of high priority. Petro-Canada manages those public energy investments which the Government was urged by industry to undertake when the private sector needed assistance in the particular ventures.

In its two years of operation Petro-Canada has participated in joint ventures with the private sector to add to the available talents and resources working toward the accomplishment of national energy goals. The Corporation has frequently been asked by private firms to join in ventures whose size, timing and risk require the participation of many firms if the effort is to be within the financial capacities of the individual participants.

An important motivation in Petro-Canada's activities is the catalytic role it plays in stimulating new approaches and initiatives to significantly improve Canada's energy supply or assure that potential alternatives are adequately considered before large-scale, long-term commitments are made. This catalytic role involves Petro-Canada in expenditures designed to test the feasibility of new projects and stimulate private sector investment in them.

Petro-Canada's role in such a project may often be fulfilled when the private sector undertakes it, whether or not Petro-Canada participates directly; or when its work facilitates Governmental decision-making by helping to point out and evaluate alternatives. Major initiatives have been undertaken by the Corporation to assess the feasibility of several projects. Of those undertaken, some

will prove to be viable, others may have to be rejected and others may require only a minor role by Petro-Canada.

### Canada's Energy Requirements

The current context of Canada's energy scene, in which Petro-Canada must make its investment decisions, is characterized by:

- A depleting oil supply in which the volumes consumed are not being replaced with sufficient new discoveries to satisfy growing future domestic energy requirements;
- A relatively more abundant supply of gas, but one where there is a continuing need to develop new sources to meet long-term requirements;
- An international marketplace with increasing prices for oil and gas where the development of costly domestic resources must be considered in the context of those international prices and the relative security of supply.

In this context Petro-Canada sees the need:

- To promote conservation as the least costly way to improve Canada's energy supply outlook;
- For aggressive exploration efforts in currently producing oil and gas fields which are capable of rapid development;
- For active exploration of more remote frontier areas, where the time lapse between initial discoveries and final delivery can be long, and where there is a need to know the size of the potential of these areas to formulate appropriate national energy policies;

- To stimulate accelerated development of Canada's large reserves of heavier oils;
- To initiate measures to assure access by Canada to the significant supplies of foreign oil it will require to meet future needs;
- To develop the technology required for increased production and transportation of oil and gas from isolated frontier regions;
- To stimulate the development of alternative sources of energy.

### Exploration

Petro-Canada has joined with industry to promote exploration and development activity in frontier areas where Canada's largest potential energy sources may be found. In addition to the development potential which could result from exploration, this activity will give policy-makers as much knowledge as possible of Canada's energy resources on which to base energy policy decisions.

Petro-Canada has been active in most of Canada's frontier regions where increased levels of exploration were possible and could be justified by the potential. Petro-Canada has been the most active explorer in the Scotian Shelf region over the last two years. It is exploring promising prospects in the High Arctic directly and through its involvement in Panarctic Oils Ltd. and has been developing a program in adjacent regions. In the Mackenzie Delta and onshore Northwest Territories, the Corporation is continuing some work. It was involved in 13 of the 27 wells drilled in these regions in 1977.

In its two years of operations, Petro-Canada has spent \$76.9 million in Canada's frontier regions excluding its involvement in Panarctic.

Petro-Canada has also been involved in exploration in the more conventional areas of oil and gas production of Western Canada. These activities relate mainly to land already owned by Petro-Canada where drilling has been undertaken to increase production capacity. The Corporation's expenditures for exploration and development activity in this area since inception have been \$24.1 million.

### Project Development

Petro-Canada has taken a lead role in developing new projects in areas where innovative approaches and new technology may contribute significantly to increasing the supply of energy for Canada.

The Corporation has been examining all aspects of conventional heavy oil development in Canada to find the best possible method of making use of this resource.

Extensive investigation of the potential use of liquefied natural gas (LNG) tankers to transport Arctic gas to southern markets was carried out in 1977.

As a member of the Polar Gas consortium, Petro-Canada continues to look at the economic, technological and environmental aspects of a pipeline to move Arctic gas to southern markets.

The Corporation is the operator in a joint venture covering 1.2 million acres of Alberta oil sands, where considerable industry interest has been shown in the development of an in-situ recovery technology for which Petro-Canada has basic patents.

Petro-Canada and partners joined in the summer of 1977 to investigate the potential of extending Canada's gas transmission system beyond Montreal to the rest of Quebec and the Maritimes. The Corporation and its partners are investigating the feasibility and pricing issues of



utilizing Western Canadian gas to displace imported oil which currently serves these markets.

### **Previous Government Investments**

A major Corporation activity, on behalf of Canada, has been to manage those assets which the Government of Canada transferred to Petro-Canada in 1976. These include a 15% equity participation in the Syncrude Project; and a 45% ownership of Panarctic where it has continued to support substantial exploratory activity in the Arctic Islands.

### **Advice To Government**

On the basis of its actual experience in the industry, Petro-Canada provides advice to the Government to assist in the development of policies which will help realize Canada's energy goals. The Corporation also believes that its role requires that it undertake a thorough examination of alternative approaches to reaching energy goals for the country. Its studies of the Arctic Pilot Project, the extension of gas pipelines to Quebec and the Maritimes, heavy oils and Alberta oil sands development were undertaken to ascertain the commercial viability of these activities, to determine an appropriate role for the Corporation in these fields, and to ensure that Government is provided with the broadest range of alternatives for consideration in making policy decisions.

Petro-Canada believes that the potential for conventional oil and gas reserves in the Western Sedimentary Basin exceeds official estimates. Oil discoveries in Alberta over the past year have been very encouraging and the industry has been increasing its activity in pursuit of additional conventional oil. Policies should continue to focus on the development of conventional light



*Mathieson Photo Service Ltd.*

oil reserves in Western Canada in keeping with the relatively favourable economic merits of these sources in relation to non-conventional sources or frontier prospects. The economic advantages encouraging the search for additional conventional oil are somewhat diminished by current high land values which have emerged as an addition to exploration costs.

As well, Petro-Canada believes that expanded markets are available for the supply of Western Canadian gas that is known to exist. If the price of gas were allowed to become more competitive, this gas could displace imported oil and decrease the future demand for less abundant Canadian oil. The relative prices of natural gas and oil in Canadian markets are vital factors in both resource development and the assurance of long-term supply.

### **Research and Development**

In keeping with its mandate to stimulate new activities and unlock the potential of Canadian energy sources, Petro-Canada believes that

research and development must constitute an increasingly important part of its efforts. There are always unique aspects to any country's requirements and research and development require a large commercial base to support the uncertain pay-off from the investments.

Petro-Canada intends to expand its contribution to research and development in Canada, focused entirely on Canadian problems and priorities and carried out by professional talent resident in the country. The resulting technology will be directed in Canada and applied for the benefit of the Canadian energy industries and markets.

In its acquisition of the Canadian subsidiary of Atlantic Richfield Company, Petro-Canada was able to assure that ownership of basic patents for in-situ extraction of oil from oil sands was transferred to Petro-Canada. This has enabled the research and development program, of which these patents are a part, to continue in Canada for the benefit of Canada.

The Corporation decided in 1977 to develop a research facility in Calgary



to cover a wide range of research in exploration, development and recovery of conventional oils, heavy oils and bitumen and geophysical processing.

Petro-Canada and partners are also developing new technologies for offshore Arctic well completions and new drilling systems to increase Arctic exploration opportunities.

### **Canada Oil and Gas Act**

On December 20, 1977 the Government of Canada introduced The Canada Oil and Gas Act in the House of Commons. The Act, among other things, provides a preferential treatment for Petro-Canada in selecting Crown lands for exploration. The Corporation was given the right to select up to 25% of existing and future Crown lands for a period of seven years.

Petro-Canada may acquire up to a 25% interest in land whose current tenure term of 12 years has expired without significant oil or gas discoveries having been made — when such land is available for provisional lease and special renewal permits to its previous permit holders. This latter right would be diminished where permit holders have significant Canadian equity and can be removed completely if the permit holders' Canadian equity is 35% or more.

Petro-Canada's intention is to utilize the options available to it to try to accomplish the level of activity which geological data will justify and the needs of Canada dictate. The Canadian Government's policy of ensuring a degree of Canadian participation, whether through Petro-

Canada or through other Canadian interests, is intended to increase the opportunities and benefits which may be available to Canada from its resource utilization.

### **Secure Access To Imported Energy**

Petro-Canada believes that it is likely that Canada will, for the foreseeable future, require or find economic the purchase of some oil supplies from outside Canada. Secure access to such supplies is part of Canada's policy and must constitute one of the Corporation's goals.

Petro-Canada is making contact with its many foreign counterparts and their governments for the purpose of identifying opportunities to ensure greater security of supply of foreign-sourced energy. Participation in selective foreign exploration ventures offers the prospect of earlier deliveries of oil than the Canadian frontiers, where exploration to date has resulted in disappointingly limited amounts of new oil reserves. It may also enhance the direct access for Canada to such oil as a complement to reliance on existing worldwide networks which currently supply Canadian import requirements. While no undertakings have been made, Petro-Canada will continue to pursue the Canadian interest in access to oil in what may become a more supply-constrained market for international oil.

### **Environmental and Social Affairs**

Petro-Canada is committed to being an industry leader in environmental

protection and social responsibility. Environmental and social considerations are incorporated into the decision-making process both at the senior levels of management and at an operational level to assure that decisions are based on an acceptable balance of economic, social and environmental factors.

### **Alternative Energy Sources**

While Petro-Canada has focused its attention on the development of petroleum resources, the Corporation also recognizes that oil and gas cannot be the exclusive focus of future energy developments. Renewable energy sources may increasingly be developed which prove to be economically and strategically appropriate for various applications.

Petro-Canada has participated in a study to determine the technical, economic and market potential for a modular renewable energy centre. This centre would use solar, wind and biomass energy sources to generate electric energy in rural and isolated areas where connection to an energy grid or the use of diesel fuel to power electrical generation is prohibitively expensive.

### **Personnel**

Petro-Canada in its first two years has grown substantially and has gone through a major acquisition. The first two years has seen the recruitment of a high quality team numbering over 600 which constitutes one of the Corporation's prime assets. These first two years have seen the development of a broad range of employee-related policies and services.

# Exploration and Land Review

In 1977, Petro-Canada continued exploration in Canada's frontier regions, specifically the Scotian Shelf, Arctic Islands and Northwest Territories. Activity in these areas would have been significantly reduced without Petro-Canada's programs. In the well established

producing areas of Western Canada, Petro-Canada has participated in a number of ventures.

The acreage summary chart details the distribution of the 93 million acre land inventory in which Petro-Canada holds an interest.



## Scotian Shelf

Petro-Canada's exploration program on the Scotian Shelf was the major program in Eastern Canada's offshore region in 1977. The final well in the Shell Canada Limited farm-in program on the Scotian Shelf was drilled at Moheida P-15 and abandoned at 14,100 feet.

Petro-Canada has now fulfilled all its obligations in this program, earning a 45% interest in the 4.1 million permit acres of Shell land. An encouraging oil show, found at Penobscot L-30 in 1976, resulted in the drilling of an unsuccessful delineation well at Penobscot B-41 in 1977. The Corporation's partners in this activity, Shell and Sulpetro of Canada Limited, participated in this well.

The Corporation continued its drilling program on the Scotian Shelf in 1977 to earn a 40% interest in 1.1 million acres of Mobil Oil Canada Limited land in the Sable Island area. In June 1977, a jackup rig, suited for drilling in very shallow water, started the Sable Island drilling program which is being operated by Mobil on behalf of Petro-Canada. At year end, Migrant N-20 had reached final total depth of 14,661 feet. While one thin zone yielded a flow of gas, tests of thicker gas bearing sands did not yield sufficient gas to permit production. The well was abandoned in early 1978.

Migrant N-20 is the first well of a four-well commitment program on the West Sable block. Petro-Canada



can earn a 40% interest in 640.1 thousand permit acres by the expenditure of \$40 million.

On the East Sable block, Petro-Canada is committed to drill an 18,500 foot test to earn a 40% interest in 243.9 thousand permit acres. An additional interest of 40% in 220.3 thousand permit acres can be earned by drilling a second deep test.

In February 1978, Kaiser Resources Limited joined Petro-Canada in the Sable Island farm-in program. Kaiser will acquire 25% of the interest earned by Petro-Canada by sharing in the costs of the program.

## Newfoundland — Labrador Offshore

No exploratory drilling took place off Newfoundland and Labrador in 1977 due to a jurisdictional dispute between Newfoundland and the Federal Government. Exploration activities by the industry were confined to small seismic programs designed to delineate prospects to be explored when drilling is resumed.

Petro-Canada, while not yet owning any land in the area, pursued these programs in conjunction with several partners on each of the three projects in the area which in total cover 22.2 million permit acres in which Petro-Canada can earn varying interests.

Petro-Canada and its partners participated in a major environmental study costing \$1.4 million in preparation for drilling on the Aquitaine Company of Canada Limited option lands in 1979.

## Eastern Arctic

In the summer of 1977, Petro-Canada acquired full ownership of three million acres at the north end of Baffin Bay. Northern Baffin Bay is a highly promising, though as yet untested, sedimentary basin which has the attributes to be a significant hydrocarbon producing area.

The Corporation is identifying the necessary environmental studies which must be undertaken in order to establish a program to ensure protection of this area which is one of the most biologically abundant areas of the Canadian Arctic.

## Arctic Islands

Petro-Canada is a shareholder in Panarctic; an 18% working interest partner in the Arctic Islands Exploration Group; and a small landowner on its own in the Arctic Islands.

The Arctic Islands Exploration Group, comprised of Panarctic, Imperial Oil Limited, Gulf Oil Canada Limited and Petro-Canada, spent \$14 million in seismic surveys and exploration wells in 1977. Offshore at Drake P-40, a well was drilled on the easterly extension of the Drake Point structure. A second well



1. Kristoffer Gas Field
2. Thor Gas Field
3. Jackson Bay Gas Field
4. Wallis Gas Field
5. King Christian Gas Field
6. Hecla Gas Field
7. Drake Pt. Gas Field
8. Bent Horn Oil Pool

0 100 200  
MILES  
0 100 200  
KILOMETRES



Panarctic Land  
Arctic Islands  
Exploration Group  
Petro-Canada Land

Gas Field  
Oil Field

A. Depot Island C-44  
B. Cape Grassy I-34  
C. Roche Point O-43  
D. Drake P-40  
E. Sophie Point G-19  
F. Beverley Inlet G-13

was drilled on western Melville Island at Depot Island C-44. Both wells were unsuccessful.

Two additional offshore wildcat wells will be drilled to further explore prospects in 1978. Roche Point O-43 will be drilled on an offshore structure immediately west of the Sabine Peninsula while Cape Grassy I-34 will test an offshore prospect west of the Hecla structure.

The current programs represent full utilization of the rigs available for offshore drilling in the area. Petro-Canada is working with other companies to have designed and built an aircushioned drilling system which could be available by 1980 for Arctic offshore exploration. This could augment the traditional ice platform drilling now used in offshore work and thereby allow exploration

activity to move more quickly on Arctic offshore drilling prospects.

The Corporation is also conducting innovative studies on prediction of ice movement to fully understand the complex factors which control ice movement in the Arctic environment. This process is important to further potential exploration and development projects in the area.

Onshore, Petro-Canada joined with Panarctic and its partners to conduct an exploration program on large untested onshore structures which could contain large quantities of either gas or oil. Under this program, Petro-Canada participated in the Sophie Point G-19 well on Vanier Island which was abandoned and started a second well at Beverley Inlet G-13 which was drilling at year-end.

Seismic surveys conducted in 1977, combined with previous surveys,

have outlined numerous additional prospects in the offshore Sverdrup Basin.

In addition to those wells in which Petro-Canada participated directly, Panarctic, in which Petro-Canada has an interest, drilled three wells in the Arctic at Bent Horn M-12, Bent Horn I-01-A and Southwest Hecla C-58.

## Mackenzie Delta - Beaufort Sea

Petro-Canada participated in the drilling of one onshore test in the southwestern part of the Mackenzie Delta. Fish River B-40 was drilled to a depth of 11,490 feet and was abandoned. Further seismic surveys will be run in 1978, but no further drilling is planned until 1979.

Exploration activities continued on offshore lands west of Herschel Island on 642.9 thousand permit acres of

land owned by Petro-Canada, which had been farmed out to Dome Petroleum Limited. Dome commenced preparation of the Natsek E-56 location in 1977.

## Mackenzie Plain and Yukon

Petro-Canada participated in two unsuccessful exploratory wells in this area in 1976. The first was in the Yukon at Mobil Gulf Peel YT H-71 which tested a small quantity of gas. The second well, Mobil Gulf Sadene D-02, was drilled to test sands north of the area where an initial gas discovery had already been made at Tedji Lake. Petro-Canada will continue testing this play jointly with Gulf at PEX Gulf Fina Colville L-21, on a structure 20 miles east of the Tedji Lake well.

Further to the south, close to the Northwest Territories - Alberta border, Petro-Canada will join Gulf Oil in the drilling of the Arrowhead M-05 well.



## British Columbia and Alberta

Petro-Canada has been involved in both British Columbia and Alberta, through exploratory and delineation drilling on its previously held lands and on some lands acquired in adjacent areas.

In 1977, Petro-Canada participated in two successful delineation wells in the Hanlan Beaverhill Lake gas field. Delineation drilling is continuing.

An active drilling program in the Bison Lake shallow gas play resulted in the drilling of six successful gas wells. Additional drilling is underway in 1978 to fully delineate this gas field.

## Acreage Summary Chart

Millions of Acres

Area	1977 Gross Acres	1977 Net Acres	Maximum Net Earnable
East Coast	32.7	4.9	9.3
Arctic Islands	39.5	1.2	5.5
Beaufort Sea, N.W.T. & Hudson Bay	15.3	6.3	7.3
British Columbia	.4	.3	.3
Alberta	3.1	2.0	2.0
Alberta Oil Sands	1.6	.6	.6
<b>Total Acreage</b>	<b>(88.0) 92.6</b>	<b>(10.8) 15.3</b>	<b>(19.3) 25.0</b>

"Net acreage" represents the land earned at year-end 1977, "maximum net earnable" shows land which can be earned if all options are exercised and includes net acreage already acquired. Comparative numbers for 1976 are shown in parentheses. This acreage table does not include the acreage held by Panarctic Oils Ltd. nor does it include any lands on which Petro-Canada may exercise preferential rights provided by legislation.

At Connorsville further wells were drilled to develop producing capability for Petro-Canada's new gas processing facility.

Delineation drilling in the Utikuma oil field resulted in the discovery of new oil reserves which added to the field producing capacity.



# Operations

## Production

In Western Canada, Petro-Canada held varying interests in and operated approximately 1,000 oil and gas wells, seven gas plants, 11 gas treating and compressor stations and 15 consolidated oil handling facilities. The Corporation held varying interests in numerous other oil and gas projects or units operated by other companies. During the 12 month period, Petro-Canada participated directly in 112 appraisal and development wells which resulted in 18 oil wells and 84 gas wells.

## Reserves

In 1977 Petro-Canada added 2.9 million barrels of oil and natural gas liquids to its reserves. This was offset by 10.2 million barrels of production leaving reserves of 151.6 million barrels at year end. Petro-Canada added 53.6 billion cubic feet of gas to its reserves to offset production of 32.5 billion cubic feet of gas leaving reserves of 821.8 billion cubic feet at year end. All reserves are before royalties and are Petro-Canada estimates.





# 1977 Well Completions

201

	EXPLORATORY		APPRAISAL DELINEATION		DEVELOPMENT		TOTAL	
	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net
Oil .....	—	—	—	—	18	10.6	18	10.6
Gas .....	2	1.2	18	13.6	66	40.8	86	55.6
Dry .....	14	6.8	5	4.5	5	3.9	24	15.2
Total .....	16	8.0	23	18.1	89	55.3	<b>128</b>	<b>81.4</b>

## Oil and Natural Gas Liquids

The Corporation's production of oil and natural gas liquids averaged 27,975 barrels per day, before royalty. Production for 1977 was maintained at the same levels as the previous year — about 70% of capacity. The average price during 1977 for these products was \$10.07 per barrel. Major fields contributing to Petro-Canada's production included Swan Hills, Bellshill Lake and Nipisi.

## Natural Gas

Gas production averaged 88.9 million cubic feet per day, before royalty. By comparison, during 1976 production averaged 87.8 million cubic feet per day. Major fields contributing to the Corporation's gas production were the Alderson, Medicine Hat, and Keg River shallow gas operations; Gold Creek; and fields in northeastern British Columbia. The average price for natural gas sold during the year was \$1.16 per thousand cubic feet.

Shallow drilling in Southern Alberta continued to highlight gas reserve development. Construction of a 30 million cubic feet per day gas plant to be operated by Petro-Canada in the Connorsville area of southeastern Alberta neared completion at year end. Construction of a 25 million cubic feet per day plant at Paddle Prairie resumed in 1977 following successful resolution of gas purchase contracts and land access rights. Connection of other shut-in gas reserves and facility modification to increase gas sales were continued in 1977.

During the year, Petro-Canada's gas production was adversely affected by industry-wide curtailment of gas contract sales due to oversupply and market constraints. These constraints further slowed contract negotiations on currently shut-in reserves. Oil prorationing as a result of conservation schemes and export restrictions continued to reduce sales of oil-associated gas. These constraints reduced the Corporation's production to an average of 85% capacity during the year.



Petro-Canada Photo

## Production

Oil, Condensate and Natural Gas Liquids  
— 1977 (before Royalty)

	(thousands of barrels)
ALBERTA	
Swan Hills	1,829
Bellshill	1,442
Nipisi	1,371
Carson Creek North	748
Redwater	710
Utikuma	686
Swan Hills South	397
Virgina Hills	250
Snipe Lake	242
Kaybob	235
Pembina	25
Gilby	206
Other	1,205
Sub-Total	9,546
BRITISH COLUMBIA	665
TOTAL GROSS PRODUCTION	10,211
(average production 27,975 barrels per day)	

Natural Gas Production — 1977  
(before Royalty)

	(millions of cubic feet)
ALBERTA	
Medicine Hat	6,031
Alderson	5,381
Gold Creek	3,755
Keg River	2,499
Westlock	1,319
Kaybob	1,238
Swan Hills	1,213
Carson Creek	911
Edson	801
Sedgewick	611
Connorsville	444
Swan Hills South	421
Redwater	411
Other	2,547
Sub-Total	27,582
BRITISH COLUMBIA	4,885
TOTAL GROSS PRODUCTION	32,467
(average production 88.9 million cubic feet per day)	

## Syncrude

Construction of the Syncrude Project in which Petro-Canada has a 15% interest was 95% complete at year-end 1977. The Corporation's 1977 expenditures of \$88.7 million brought its total expenditures in the project at year-end to \$259.1 million. Estimated total cost of the Project is \$2.1 billion excluding related facilities and pipelines which are not directly owned by the participants. Syncrude will start up in 1978.

On December 21, 1977, Bill C-19 was introduced into the House of Commons for first reading. The Bill provides amendments to the Petroleum Administration Act to give effect to a Federal Government commitment to allow international prices for the production of the Syncrude Project.

## P.C.I. Project

Petro-Canada is operator for the P.C.I. project, a three company consortium of Petro-Canada, Canada-Cities Service Limited and Imperial Oil Limited, which holds 1.2 million acres in 34 leases of in-situ acreage in the Alberta oil sands.

The design and cost estimate for the installation and operation of a small field pilot to test the electric pre-heat/steam drive recovery process, for which Petro-Canada has the basic patents, were completed in 1977. The P.C.I. Group has sought funding for this initial pilot from various sources.

As required by regulation, the P.C.I. Group submitted a five-year work program to the Alberta Department of Energy and Natural Resources. Accepted in June 1977, the work program will commence with 33 core holes to evaluate the leases in the



Petro-Canada Photo





*Syncrude Canada Ltd.*

northwest portion of the group's holdings. The total cost of this drilling program, to be carried out in the first quarter of 1978, is estimated at a gross of \$2.5 million of which Petro-Canada's share is \$833.0 thousand. The P.C.I. Group plans to continue with the evaluation of its 34 leases with similar core hole drilling programs during the next three drilling seasons.

## Conventional Heavy Oil

Heavy oil deposits in Canada, estimated to be in the order of one trillion barrels, are a large and relatively untapped energy resource. Petro-Canada has been actively engaged in an examination of the magnitude of these reserves, the technical aspects of their producibility and the technology and economics of their production and upgrading. This program has been sufficiently encouraging to Petro-Canada to justify more detailed

work. Petro-Canada's initiatives have helped to accelerate the industry work for heavy oil development.

Despite the fact that Petro-Canada has no land rights in the area, and therefore no heavy oil production, it will continue to pursue both technical and economic studies essential to launching the substantial development and upgrading of heavy oils necessary to bring this potential resource into full utilization.

## Polar Gas

Petro-Canada continued as a participant in the Polar Gas Project during 1977.

The Polar Gas Project has concluded, based on its studies and current reserves forecasts, that a natural gas pipeline is the preferred means of transporting large quantities of natural gas from the Arctic Islands.

Originating on Melville Island, the 2,300 mile line will move gas through the Northwest Territories, and Manitoba into Ontario where it will terminate at an interconnection with the TransCanada PipeLine system near Longlac, Ontario.

Polar Gas made application on December 21, 1977 to the National Energy Board and the Department of Indian and Northern Affairs for the necessary approvals to construct and operate the pipeline.

Petro-Canada, in accordance with its Polar Gas Participation Agreement, did not participate in these applications, but is continuing to help finance the research and engineering necessary for this project pending the location of the required volumes of gas in the Arctic Islands to fill the proposed pipeline system.





*Petro-Canada Drawing*

## Arctic Pilot Project

During 1977, Petro-Canada completed the preliminary engineering and economic evaluation of producing liquefied natural gas (LNG) in the Arctic Islands and transporting it by icebreaking tankers to southern markets. This project is being developed as a joint venture of Petro-Canada (project leader) and The Alberta Gas Trunkline Company Limited. Melville Shipping Limited, a consortium of Canadian companies, is participating in the development and design of the transportation system.

The project involves the construction and operation of facilities to transport 250 million cubic feet per day of natural gas to be produced in the Melville Island area to East Coast markets.

The construction of this system would provide a start for production and deliveries from the Arctic Islands. It would give actual operating experience for construction,

production and transportation in this remote and difficult environment as well as advance the technology and operating experience in ice breaking transportation.

The preliminary evaluation studies have included engineering analyses of pipelining, plant design, construction logistics and LNG tanker construction and operations in the Canadian Arctic, as well as the environmental and social impact of such activities.

# Environmental and Social Affairs

Environmental and social factors are intimately inter-related to the economic feasibility of energy development projects. Petro-Canada is committed to being an industry leader in environmental protection and social responsibility.

Environmental and social considerations include impacts on local communities and settlements, as well as impacts on the biophysical environment. These elements are incorporated into Petro-Canada's decision-making process through early and thorough impact studies and community consultations, to assure that decisions are based on an acceptable balance of economic, social and environmental factors.

During 1977, the corporate environmental and social affairs office, which reports to the President, completed the implementation of an environmental management strategy which decentralizes responsibilities to the operating levels and integrates

policies and guidelines at the corporate level. The corporate office continues to provide policy advice to senior management and represents Petro-Canada in many interactions with government and other organizations.

Petro-Canada is currently planning a multi-million dollar environmental study to meet the requirements of the Eastern Arctic Marine Environmental Study and assure that full account is taken of the interest and concern of northerners who may be affected by the proposed development.

Petro-Canada has undertaken substantial studies in conjunction with its work on the Arctic Pilot Project. Environmental impacts have been an important consideration in the analysis of heavy oil development in Alberta and Saskatchewan.



# Financial Review

Petro-Canada is wholly owned by the Federal Government and its shares cannot be issued to any other holders under the terms of the Petro-Canada Act, the law under which the Corporation was established as a Crown Corporation and agent of the Government. Parliamentary approval is required for the Government to invest funds in the Corporation.



The Petro-Canada Act gave Parliamentary authority to the Government to invest up to \$1.5 billion in the Corporation. However, the actual advancing of these funds is intended to occur over a period of years and only against capital projects whose budgets have been approved by various Governmental authorities.

Each autumn the Corporation prepares an annual capital budget for the forthcoming calendar year. Expenditures on these projects can only occur, regardless of the source of funds, following approval of the Governor-in-Council, on the recommendation of the Minister of Energy, Mines and Resources, the Minister of Finance, and the President of the Treasury Board.

Since January of 1976 when the Corporation began business, the government has invested \$280.0 million in the common shares and \$258.3 million in preferred shares of the Corporation, a total of \$538.3 million of the \$1.5 billion which the Government is authorized to invest. The Government's declared intention was that the total funds contemplated by the Act should see the Corporation through its first 5 - 7 years of activity, depending upon the opportunities for worthwhile projects.

In addition to this source of funds, Petro-Canada has incurred outside debt in the amount of \$244.0 million of which \$214.0 million remained outstanding at December 31, 1977.

The Corporation's operating revenue of \$88.7 million was generated almost entirely from oil and gas production. This represents an increase of \$57.2 million over the 1976 amount and reflects slight production increases for both oil and gas, higher prices for both these products, and the inclusion of a full 12 months of Petro-Canada Exploration Inc.'s results. This wholly-owned subsidiary was acquired August 1, 1976. Additional income was generated from cash balances on hand through the course of the year resulting in total revenue of \$92.7 million.

Earnings before taxes of \$30.4 million in 1977 are up from \$14.5 million in 1976. While sufficient deductions were available to eliminate current income taxes, full provision was made for deferred income taxes of \$20.9 million, leaving net earnings of \$9.5 million for the year. This compares with a deferred tax provision of \$11.2 million for 1976 and net earnings of \$3.3 million for that year.

After deducting all administrative and operating expenditures from the total revenue of \$92.7 million, operations provided \$55.9 million of funds in 1977 compared with \$23.8 million in 1976. In addition to these funds, shares were issued to the Government of Canada for \$154.5 million in cash and \$4 million in additional long-term debt was incurred, resulting in a total source of funds of \$214.4 million. A further \$14.9 million was provided from working capital for a total of \$229.3 million which was used as follows:

	(million)
Oil & Gas exploration & development	\$ 78.1
Bituminous sands (mainly Syncrude)	89.1
Panarctic Oils Ltd.	11.8
Reductions of long-term debt	40.4
Polar Gas, heavy oil and Arctic LNG Projects (Deferred charges)	9.9
	<u>\$229.3</u>

At December 31, 1977 there was a working capital deficit of \$3.8 million which was eliminated in January 1978 by the issue of preferred shares to the Government for \$25.5 million cash.

Compared with 1976, when the funds used totalled \$636.5 million, there was a significant reduction in 1977. The greater use of funds in 1976 was a result of the Corporation's acquisition of the Government's interests in the Syncrude Project and Panarctic; and the acquisition of its wholly-owned subsidiary, Petro-Canada Exploration Inc.



At the end of 1977, the Corporation's assets totalled \$878.7 million (recorded at their acquisition cost less any related depreciation, depletion or amortization) — consisting of current assets of \$48.1 million; investment in Panarctic Oils Ltd. of \$91.8 million; property, plant and equipment of \$718.8 million (of which \$259.1 million are assets related to Syncrude Project) and other assets of \$20.0 million.

Liabilities, including long-term debt of \$193.6 million, amounted to \$245.5 million and the accumulated provision for deferred income taxes was \$82.1 million. Shareholder's equity at December 31, 1977 was \$551.1 million, an increase of \$164.0 million from the balance at the end of 1976.



# Consolidated Balance Sheet

As at December 31, 1977

	<u>1977</u>	<u>1976</u>
<b>Assets</b>		
<b>CURRENT ASSETS</b>		
Cash and short-term deposits .....	\$ 21,453,000	\$ 33,886,000
Accounts receivable .....	20,392,000	17,195,000
Inventories .....	4,009,000	2,625,000
Portion of long-term receivables due within one year ....	1,651,000	651,000
Prepaid expenses .....	572,000	474,000
	<u>48,077,000</u>	<u>54,831,000</u>
INVESTMENT IN PANARCTIC OILS LTD. (Note 3) .....	91,807,000	80,000,000
PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT, net (Note 4) .....	<u>718,846,000</u>	<u>576,309,000</u>
<b>OTHER ASSETS, at cost</b>		
Long-term receivables, net .....	2,045,000	2,049,000
Work performance deposits .....	1,011,000	807,000
	<u>3,056,000</u>	<u>2,856,000</u>
DEFERRED CHARGES (Note 5) .....	<u>16,910,000</u>	<u>7,020,000</u>
On behalf of the Board		
		
Director		
		
Director		
	<u><u>\$878,696,000</u></u>	<u><u>\$721,016,000</u></u>

	1977	1976
<b>Liabilities</b>		
<b>CURRENT LIABILITIES</b>		
Accounts payable and accrued liabilities . . . . .	\$ 31,466,000	\$ 33,699,000
Portion of long-term debt due within one year . . . . .	20,400,000	10,000,000
	<u>51,866,000</u>	<u>43,699,000</u>
LONG-TERM DEBT (Note 6) . . . . .	193,600,000	230,000,000
DEFERRED INCOME TAXES . . . . .	<u>82,082,000</u>	<u>60,184,000</u>
<b>Shareholder's Equity</b>		
<b>CAPITAL (Note 8)</b>		
Preferred shares . . . . .	258,300,000	158,800,000
Common shares . . . . .	<u>280,000,000</u>	<u>225,000,000</u>
	538,300,000	383,800,000
RETAINED EARNINGS . . . . .	<u>12,848,000</u>	<u>3,333,000</u>
	<u>551,148,000</u>	<u>387,133,000</u>
<b>COMMITMENTS (Note 9)</b>		
	<u><u>\$878,696,000</u></u>	<u><u>\$721,016,000</u></u>

# Consolidated Statement of Earnings and Retained Earnings

For the Year Ended December 31, 1977

	1977	1976
		(Note 2)
REVENUE		
Operating revenue .....	\$88,718,000	\$31,504,000
Interest and other revenue .....	3,975,000	7,835,000
	<u>92,693,000</u>	<u>39,339,000</u>
EXPENSES		
Operating .....	13,810,000	5,541,000
General and administrative .....	13,198,000	5,238,000
Interest on long-term debt .....	10,553,000	5,157,000
Depreciation .....	2,854,000	1,082,000
Depletion .....	17,028,000	7,226,000
Amortization .....	4,589,000	546,000
Research .....	248,000	—
	<u>62,280,000</u>	<u>24,790,000</u>
EARNINGS BEFORE INCOME TAXES .....	<u>30,413,000</u>	<u>14,549,000</u>
PROVISION FOR INCOME TAXES (Note 7)		
Deferred .....	21,898,000	11,633,000
Alberta royalty tax credit .....	(1,000,000)	(417,000)
	<u>20,898,000</u>	<u>11,216,000</u>
NET EARNINGS FOR PERIOD .....	9,515,000	3,333,000
RETAINED EARNINGS AT BEGINNING OF PERIOD ....	3,333,000	—
RETAINED EARNINGS AT END OF PERIOD .....	<u>\$12,848,000</u>	<u>\$ 3,333,000</u>



# Consolidated Statement of Changes in Financial Position

For the Year Ended December 31, 1977

	1977	1976 (Note 2)
<b>SOURCE OF FUNDS</b>		
Net earnings for period.....	\$ 9,515,000	\$ 3,333,000
Add charges not involving an outlay of funds.....	46,369,000	20,487,000
Funds provided from operations .....	55,884,000	23,820,000
Proceeds from issue of long-term debt.....	4,000,000	240,000,000
Proceeds from issue of shares .....	154,500,000	383,800,000
	<u>214,384,000</u>	<u>647,620,000</u>
<b>USE OF FUNDS</b>		
Acquisition of subsidiary company .....	—	342,440,000
Less working capital acquired .....	—	10,275,000
	—	<u>332,165,000</u>
Investment in Panarctic Oils Ltd.....	11,807,000	80,000,000
Acquisition of property, plant and equipment.....	166,958,000	206,897,000
Increase in other assets.....	200,000	406,000
Increase in deferred charges.....	9,940,000	7,020,000
Reduction of long-term debt .....	40,400,000	10,000,000
	<u>229,305,000</u>	<u>636,488,000</u>
INCREASE (DECREASE) IN WORKING CAPITAL .....	(14,921,000)	11,132,000
WORKING CAPITAL AT BEGINNING OF PERIOD .....	11,132,000	—
WORKING CAPITAL (DEFICIENCY) AT END OF PERIOD ...	<u>\$ (3,789,000)</u>	<u>\$ 11,132,000</u>

# Notes to Consolidated Financial Statements

December 31, 1977

(tabular amounts shown in thousands of dollars)

## 1. Summary of Significant Accounting Policies

### (a) Basis of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Petro-Canada ("the Corporation") and its wholly owned subsidiary, Petro-Canada Exploration Inc. The excess of the purchase price of the subsidiary over the underlying net book value at the date of acquisition has been allocated to the related assets acquired and additional depletion and amortization provided accordingly.

### (b) Inventories

Inventories are valued at the lower of cost and net realizable value.

### (c) Investment in Panarctic Oils Ltd.

The Corporation accounts for its investment in Panarctic Oils Ltd. on the equity method. The activities of Panarctic Oils Ltd. are in the exploratory stage and all expenses less sundry income have been capitalized; the company is deemed not to have earned a profit or sustained a loss.

### (d) Property, Plant and Equipment

The Corporation follows the full cost method of accounting for oil and gas properties whereby all costs relating to the exploration for and development of oil and gas reserves are capitalized. Such costs include those related to lease acquisitions, geological and geophysical activities, carrying charges of non-producing properties, drilling both productive and non-productive wells and overhead related to exploration.

The costs incurred, except as noted below, are depleted on the unit of production method based on estimated proven oil and gas reserves. For purposes of calculating depletion, natural gas production and reserves are converted to equivalent barrels of crude oil based on the relative energy content of each commodity. In addition, separate cost centres have been established for each of the Frontier areas, presently comprising Mackenzie Delta/Beaufort Sea, Arctic Islands, Labrador Shelf and Scotian Shelf. Annual costs accumulated in these separate cost centres are amortized on a straight line basis over the period during which exploration activity in each cost centre is expected to continue. Where exploration proves to be successful, amortization will be suspended and the unamortized balance of the cost centre will be depleted on the unit of production method when production commences. Where exploration proves to be unsuccessful and the cost centre is condemned or abandoned, the unamortized balance of that cost centre will be charged to earnings at that time.

Expenditures on the Syncrude Project and related leases are accumulated in a separate cost centre and will be depleted on the unit of production method when production commences. Expenditures on other bituminous sands leases are also accumulated in a separate cost centre and are amortized, depleted or otherwise charged to earnings in accordance with the policy described above for the Frontier areas.

Depreciation of plant and production equipment directly associated with oil and gas activities is provided on the unit of production method. Depreciation of other property and equipment is provided on the straight line method at rates varying from 10% to 25%, designed to amortize the cost of the assets over their estimated useful lives.

### (e) Deferred Charges

The Corporation is deferring costs relating to its participation in the Polar Gas Project. These costs relate to feasibility studies in connection with a gas transmission system from the Arctic Islands to Eastern Canada. Under the participation agreement, subject to the project's feasibility and approval by the necessary regulatory authorities, the participants shall be entitled to have the costs they have incurred treated as an equity investment in a company incorporated to construct and operate the transmission facilities, or be reimbursed out of any financing of such company. In the event that a decision is made not to proceed with the project, costs will be charged to earnings at that time.

Costs incurred on feasibility studies involving economic evaluation and preliminary engineering relating to an Arctic Liquefied Natural Gas Project and to the production of hydrocarbons from conventional heavy oil deposits are being deferred. When production commences, total expenditures will be amortized based on the estimated useful lives of the projects. In the event that a decision is made not to proceed with a project, all associated costs will be charged to earnings at that time.

Debt issue expense is being amortized on a straight line basis over the life of the debt.

(f) Research Costs

Research costs are charged against income as incurred.

(g) Income Taxes

The Corporation makes full provision for income taxes deferred as the result of claiming tax depreciation, exploration, development and other costs which exceed the related amounts charged to expense in the financial statements.

## 2. Comparative Figures

The Corporation was incorporated pursuant to an Act of the Parliament of Canada which received Royal Assent on July 30, 1975. The inaugural meeting of the Board of Directors was held on January 20, 1976 after which operations commenced. Effective August 1, 1976 the Corporation acquired all of the issued shares of its subsidiary company. Accordingly, the 1976 comparative figures in the consolidated statements of earnings and retained earnings and changes in financial position include the operating results of the subsidiary company from August 1 to December 31, 1976.

Certain reclassifications have been made to the 1976 comparative figures to conform with the current year's presentation.

## 3. Investment in Panarctic Oils Ltd.

During 1977, the Corporation subscribed to a further financing of Panarctic Oils Ltd., increasing its investment at December 31, 1977 to \$91,807,000 (1976 - \$80,000,000). This additional investment maintained the Corporation's ownership of the issued common shares of Panarctic Oils Ltd. at approximately 45%. These shares are not traded on the open market and therefore do not have a quoted market value.

## 4. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment consists of:

	1977			1976
	Cost	Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization	Net	Net
Oil and gas properties				
— Non-Frontier areas . . . . .	\$350,490	\$23,990	\$326,500	\$322,890
— Frontier areas . . . . .	76,934	4,733	72,201	27,438
Plant and production equipment . . . . .	47,502	2,679	44,823	41,571
Bituminous Sands				
— Syncrude Project and related leases (construction in progress) . . . . .	259,064	—	259,064	170,405
— Other bituminous sands leases and expenditures thereon . . . . .	10,737	352	10,385	10,254
Other property and equipment . . . . .	6,540	667	5,873	3,751
	<u>\$751,267</u>	<u>\$32,421*</u>	<u>\$718,846</u>	<u>\$576,309</u>

\*consists of depreciation — \$3,346,000, depletion — \$23,990,000 and amortization — \$5,085,000 (at December 31, 1976 — \$1,082,000, \$7,226,000 and \$546,000 respectively).



## 5. Deferred Charges

Deferred charges consist of:

	1977	1976
At cost:		
Polar Gas Project . . . . .	\$ 10,887	\$ 7,020
Heavy oil projects . . . . .	3,504	—
Arctic Liquefied Natural Gas Project . . . . .	2,000	—
Other . . . . .	211	—
Unamortized debt issue expense . . . . .	308	—
	<u>\$ 16,910</u>	<u>\$ 7,020</u>

## 6. Long-Term Debt

Long-term debt consists of:

	1977	1976
Bank Income Debentures . . . . .	\$210,000	\$ —
Income Debenture . . . . .	—	240,000
Other long-term debt, non-interest bearing . . . . .	4,000	—
	<u>214,000</u>	<u>240,000</u>
Less principal due within one year . . . . .	20,400	10,000
	<u>\$193,600</u>	<u>\$230,000</u>

### Bank Income Debentures

On February 1, 1977 the Corporation issued Bank Income Debentures to a Canadian chartered bank in the amount of \$240 million, which have maturity dates from December 31, 1978 to December 31, 1983 and bear interest at approximately 52% of the bank's prime lending rate, as announced from time to time. No deduction is allowed under the Income Tax Act for interest expense relating to the Bank Income Debentures (Note 7). The proceeds of the issue were used to repay an Income Debenture which was outstanding at December 31, 1976, held by the same bank.

While the Bank Income Debentures are not secured by any charge against the assets of the Corporation, there are certain restrictions with respect to the disposition or encumbrance of the investment by the Corporation in its subsidiary company.

### Repayment of Long-term Debt

The minimum repayment of long-term debt in each of the next five years is as follows:

1978 - \$20,400,000, 1979 - \$30,400,000, 1980 - \$40,400,000, 1981 - \$ 50,400,000, 1982 - \$50,400,000.

## 7. Income Taxes

The provision for income taxes of \$20,898,000 (1976 - \$11,216,000) differs from the result which would be obtained by applying the combined Canadian Federal and Provincial income tax rate of 47% to the earnings before income taxes of \$30,413,000 (1976 - \$14,549,000). This difference results from the following items:

	1977		1976	
	Amount	% of earnings before income taxes	Amount	% of earnings before income taxes
Computed "expected" tax expense .....	\$14,294	47.0%	\$ 6,838	47.0%
Increase (decrease) in taxes resulting from:				
Royalties and other payments				
to Provincial Governments .....	25,311	83.2	9,462	65.0
Provincial income tax rebate plans .....	(4,463)	(14.7)	(1,126)	(7.7)
Tax depletion on Canadian production income .....	(8,611)	(28.3)	(3,402)	(23.4)
Federal resource allowance .....	(13,156)	(43.3)	(5,060)	(34.8)
Federal frontier exploration allowances .....	(2,568)	(8.4)	—	—
Non-deductible interest on Bank				
Income Debentures (Note 6) .....	4,960	16.3	2,424	16.7
Amortization of excess of assigned value over				
book value of assets acquired on				
purchase of subsidiary company .....	5,131	16.9	2,080	14.3
Provision for income taxes .....	<u>\$20,898</u>	<u>68.7%</u>	<u>\$11,216</u>	<u>77.1%</u>

## 8. Capital

### Authorized:

The initial authorized capital of the Corporation was \$500 million divided into 100 common shares of the par value of \$5 million each. This was increased to 116 common shares on the acquisition of the capital stock of Panarctic Oils Ltd.

Pursuant to the Petro-Canada Act, and subject to certain conditions and limitations as to the aggregate amount, the authorized capital of the Corporation is increased by the issue of preferred shares. Accordingly, at any time, the authorized and issued preferred shares are identical. At December 31, 1977, 258,299,853 preferred shares of the par value of \$1 each had been issued. Such preferred shares, which are redeemable at par at the option of the Corporation, carry no stated rate of dividend and are non-cumulative.

### Issued (to the Government of Canada):

	1977		1976	
	Number of Shares	Consideration	Number of Shares	Consideration
Common Shares				
Balance at beginning of period .....	45	\$225,000	—	\$ —
For cash .....	11	55,000	29	145,000
In consideration for the acquisition of				
the investment and obligations of the				
Government of Canada in Panarctic Oils Ltd. ....	—	—	16	80,000
Balance at end of period .....	<u>56</u>	<u>\$280,000</u>	<u>45</u>	<u>\$225,000</u>
Preferred Shares				
Balance at beginning of period .....	158,799,853	\$158,800	—	\$ —
For cash .....	99,500,000	99,500	65,000,000	65,000
In consideration for the acquisition of				
the interests of the Government				
of Canada in the Syncrude Project .....	—	—	93,799,853	93,800
Balance at end of period .....	<u>258,299,853</u>	<u>\$258,300</u>	<u>158,799,853</u>	<u>\$158,800</u>

## 9. Commitments

In addition to commitments incurred in normal exploration activities, the Corporation has the following undertakings:

- (a) The Corporation is a participant in a project operated by Syncrude Canada Ltd. to produce synthetic crude oil from the Athabasca Oil Sands. The project is expected to be completed in 1978 at an estimated cost of \$2.1 billion. The Corporation's 15% interest will require a total commitment of approximately \$315 million of which \$259 million had been expended to December 31, 1977. Associated with the Syncrude Project are facilities which are not owned by the participants, consisting of an electricity generating plant, a fuel gas supply pipeline and a pipeline to transport plant product to Edmonton. The Corporation, together with the other participants, has minimum usage commitments relating to these facilities.
- (b) The Corporation is committed to expenditures of approximately \$8 million in connection with the financing of Panarctic Oils Ltd.

## 10. Remuneration of Directors and Officers

During 1977 the Corporation had ten directors and fifteen officers of whom three served in both capacities (1976 - ten directors and ten officers of whom three served in both capacities). The following aggregate remuneration was paid or payable:

	Directors		Officers	
	1977	1976	1977	1976
By Petro-Canada . . . . .	\$ 57	\$ 34	\$727	\$308
By subsidiary company . . . . .	—	—	83	—
	<u>\$ 57</u>	<u>\$ 34</u>	<u>\$810</u>	<u>\$308</u>

## 11. Anti-Inflation Program

The Corporation is subject to the Anti-Inflation Act which provides for a restraint on profit margins and compensation to employees.

## 12. Subsequent Event

Subsequent to December 31, 1977 the Corporation issued 25,500,000 preferred shares of the par value of \$1 each to the Government of Canada for a cash consideration of \$25,500,000.

---

## Auditors' Report

To The Honorable Alastair W. Gillespie, P.C., M.P.  
The Minister of Energy, Mines and Resources  
House of Commons  
Ottawa, Canada

We have examined the consolidated balance sheet of Petro-Canada as at December 31, 1977 and the consolidated statements of earnings and retained earnings and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the corporation as at December 31, 1977 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding period.

We further report as required by Section 77 (1) of the Financial Administration Act that, in our opinion, proper books of account have been kept by the corporation and the transactions that have come under our notice have been within the powers of the corporation.

Calgary, Canada  
February 25, 1978

*Peat, Marwick, Mitchell & Co.*  
Chartered Accountants



9. Engagements

En plus d'engagements résultant des activités normales d'exploration, la Société s'est engagée ainsi:

- (a) La Société participe à un projet dirigé par Syncrude Canada Ltd. visant à produire du pétrole synthétique brut à partir des sables pétroliers de l'Athabasca. Le projet doit être complété en 1978 à un coût d'environ \$2,1 milliards. L'intérêt de 15% que détient la Société exigera un engagement total de \$315 millions, dont \$259 millions avaient été utilisés au 31 décembre 1977. Liés au Projet Syncrude sont des installations qui ne sont pas détenues par les participants, comportant un groupe générateur, un pipe-line de gaz combustible et un pipe-line pour transporter le produit de l'usine à Edmonton. La Société et les autres participants ont des ententes d'utilisation minimale portant sur ces installations.
- (b) La Société s'est engagée à dépenser environ \$8 millions à l'égard du financement de Panarctic Oils Ltd.

10. Rémunération des administrateurs et des cadres

Au cours de 1977 le total des administrateurs de la Société s'est chiffré par dix et il y avait également quinze cadres supérieurs, dont trois qui ont siégé aux deux titres (1976 - dix administrateurs et dix cadres supérieurs, dont trois qui siègent aux deux titres). La rémunération globale suivante a été payée ou est à payer:

Administrateurs		Cadres supérieurs	
1977	1976	1977	1976
\$ 57	\$ 34	\$727	\$308
—	—	83	—
Par Petro-Canada	Par la filiale	\$810	\$308

11. Programme anti-inflation

La Société est soumise à la Loi anti-inflation qui prévoit des restrictions sur les marges de profits et sur la rémunération des employés.

12. Événement subséquent

Après le 31 décembre 1977, la Société a émis 25,500,000 actions privilégiées d'une valeur nominale de \$1 chacune au Gouvernement du Canada pour une considération en espèces de \$25,500,000.

Rapport des vérificateurs

à l'honorable Alastair W. Gillespie, C.P., député  
Ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources  
Chambre des Communes  
Ottawa, Ontario

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1977 ainsi que les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

A notre avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Société au 31 décembre 1977 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de la période précédente.

Nous estimons également, en vertu de l'article 77 (1) de la Loi sur l'administration financière, qu'à notre avis, la Société a tenu les livres de comptabilité appropriés et que les opérations de la Société venues à notre connaissance étaient de la compétence de la Société.

## 8. Capital

Autorisé:

Le capital initial autorisé de la Société était de \$500 millions répartis en 100 actions ordinaires d'une valeur nominale de \$5 millions chacune. Ce capital initial fut porté à 116 actions ordinaires à l'acquisition du capital-actions de Panarctic Oils Ltd.

En vertu de la Loi créant Petro-Canada et sous réserve de certaines conditions et limites quant au montant global, le capital autorisé de la Société est augmenté par l'émission d'actions privilégiées. Par conséquent, les actions privilégiées autorisées et émises représentent un montant identique en tout temps. Au 31 décembre 1977, 258,299,853 actions privilégiées d'une valeur au pair de \$1 chacune avaient été émises. Ces actions privilégiées, rachetables au pair au gré de la Société, ne comportent aucun taux déclaré de dividende et ce dividende n'est pas cumulatif.

Émis (au Gouvernement du Canada)

		1977		1976	
		Montant	Pourcentage du bénéfice avant les impôts	Montant	Pourcentage du bénéfice avant les impôts
Calcul de la dépense d'impôt "prévue", augmentant de :		\$14,294	47.0%	\$ 6,838	47.0%
Redevances et autres paiements à des gouvernements provinciaux		25,311	83.2	9,462	65.0
Programme de rabais provinciaux d'impôt sur le revenu		(4,463)	(14.7)	(1,126)	(7.7)
Épauisement fiscal sur les revenus provenant de la production canadienne		(8,611)	(28.3)	(3,402)	(23.4)
Déduction fédérale en matière de ressources		(13,156)	(43.3)	(5,060)	(34.8)
Déduction fédérale au titre de l'exploration en régions éloignées		(2,568)	(8.4)	—	—
Intérêt non déductible sur les Débiteures bancaires à intérêt conditionnel (Note 6)		4,960	16.3	2,424	16.7
Amortissement de l'excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif acquis lors de l'achat de la filiale		5,131	16.9	2,080	14.3
Provision pour impôts sur le revenu		\$20,898	68.7%	\$11,216	77.1%
Actions ordinaires					
Solde au début de la période	45	\$225,000	—	\$ —	—
Au comptant	11	55,000	—	29	—
En considération de l'acquisition du placement et des engagements du Gouvernement du Canada dans Panarctic Oils Ltd.	—	—	—	16	80,000
Solde à la fin de la période	56	\$280,000	—	45	\$225,000
Actions privilégiées					
Solde au début de la période	158,799,853	\$158,800	99,500	—	\$ —
Au comptant	99,500,000	—	65,000,000	—	65,000
En considération de l'acquisition de la part du Gouvernement du Canada au Projet Synchrude	—	—	93,799,853	93,799,853	93,800
Solde à la fin de la période	258,299,853	\$258,300	158,799,853	158,799,853	\$158,800

## 5. Charges reportées

Les charges reportées comportent:

Au prix coûtant:		
Projet Gas polaire.....	\$ 10,887	1977
Projet Pétrole lourd .....	3,504	1976
Projet Gas naturel liquéfié de l'Arctique.....	2,000	
Autres.....	211	
Frais non amortis d'émission de dette.....	308	
	<u>\$ 16,910</u>	
	<u>\$ 7,020</u>	

## 6. Dette à long terme

La dette à long terme comporte:

Moins le capital échéant d'ici un an.....	20,400	1977
	<u>\$ 193,600</u>	
Débentures bancaires à intérêt conditionnel .....	\$ 210,000	1976
Débenture à intérêt conditionnel.....	—	
Autre dette à long terme, ne portant pas intérêt .....	4,000	
	<u>240,000</u>	
	<u>\$ —</u>	
	<u>\$ 230,000</u>	

Débentures bancaires à intérêt conditionnel

Le 1<sup>er</sup> février 1977, la Société a émis des Debentures bancaires à intérêt conditionnel au profit d'une banque à charte canadienne pour la somme de \$240 millions, échéant du 31 décembre 1978 au 31 décembre 1983 et portant intérêt à environ 5,2% du taux d'intérêt préférentiel de cette banque, tel que déclaré de temps à autre. Selon la Loi de l'impôt sur le revenu, aucune déduction n'est admise pour le coût de l'intérêt relié à la Debenture bancaire à intérêt conditionnel (Note 7). Les produits de l'émission ont été utilisés pour rembourser une Debenture à intérêt conditionnel qui était en cours le 31 décembre 1976 et détenue par la même banque.

Bien que les Debentures bancaires à intérêt conditionnel ne soient pas garanties par quelque lien que ce soit sur l'actif de la Société, il existe tout de même certaines restrictions quant à la possibilité d'aliéner ou d'engager le placement que la Société possède dans sa filiale.

Remboursement de la dette à long terme

Le remboursement minimum de la dette à long terme au cours de chacun des cinq prochains exercices est comme suit:

1978 - \$20,400,000, 1979 - \$30,400,000, 1980 - \$40,400,000, 1981 - \$50,400,000, 1982 - \$50,400,000.

## 7. Impôts sur le revenu

La provision pour impôts sur le revenu de \$20,898,000 (1976 - \$11,216,000) diffère du résultat que l'on obtiendrait si l'on appliquait le taux d'imposition de 47% alliant l'impôt fédéral et l'impôt provincial au bénéfice de \$30,413,000 (1976 - \$14,549,000) avant impôts sur le revenu. Cette différence provient des éléments suivants:



Les coûts encourus se rapportant aux études de faisabilité reliées à l'évaluation économique et l'ingénierie préliminaire pour un projet du gaz naturel liquéfié de l'Arctique et pour la production d'hydrocarbures provenant de gisements conventionnels de pétrole lourd sont reportés. Lorsque la production commencera, les dépenses totales seront amorties selon les vies utiles estimatives des projets. Advenant que l'on décide de ne pas procéder avec le projet, tous les coûts connexes seront alors imputés au bénéfice.

Les frais d'émission de dette sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de la dette.

(f) Frais de recherche.

Les frais de recherche sont imputés au revenu lorsqu'encours.

(g) Impôts sur le revenu

La Société fait toutes les provisions requises pour les impôts sur le revenu reportés du fait qu'elle réclame pour fins d'impôt un amortissement et des coûts d'exploration et d'exploitation et d'autres coûts qui dépassent les montants imputés aux frais dans les états financiers.

## 2. Chiffres correspondants

La Société fut constituée en corporation selon une Loi du Parlement du Canada qui a reçu la Sanction royale le 30 juillet 1975. La première réunion du Conseil d'administration a eu lieu le 20 janvier 1976, dès lors, la Société a entrepris son activité. En date du 1er août 1976, la Société a acquis toutes les actions émises de sa filiale. Par conséquent, les chiffres correspondants de 1976 dans les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière comprennent les résultats d'exploitation de la filiale du 1er août au 31 décembre 1976.

On a apporté certaines reclassifications aux chiffres correspondants de 1976 afin qu'ils se conforment à la présentation de l'exercice courant.

## 3. Placement dans Panarctic Oils Ltd.

Au cours de 1977, la Société a souscrit du financement additionnel dans Panarctic Oils Ltd., ce qui a augmenté son placement au 31 décembre 1977 à \$91,807,000 (1976 — \$80,000,000). Ce placement additionnel a maintenu la participation de la Société dans les actions ordinaires émises de Panarctic Oils Ltd. à environ 45%. Ces actions ne sont pas transigées sur le marché libre et, par conséquent, elles n'ont pas de valeur à la cote.

## 4. Immobilisations

Les immobilisations comprennent:

	Coût	Amortissement et épuisement accumulés	Net		Coût	Amortissement et épuisement accumulés	Net
	1977	1977	1976				
Territoires gazeux et pétroliers	\$350,490	\$23,990	\$326,500	— Hors des régions éloignées	\$350,490	\$23,990	\$326,500
— Régions éloignées	76,934	4,733	72,201	— Régions éloignées	76,934	4,733	72,201
Équipement d'usine et de production	47,502	2,679	44,823	Sables bitumineux	47,502	2,679	44,823
— Projet Synchrude et concessions afférentes	259,064	—	259,064	(construction en cours)	259,064	—	259,064
— Autres concessions de ce secteur et dépenses s'y rapportant	10,737	352	10,385	Autres immobilisations	10,737	352	10,254
	6,540	667	5,873		6,540	667	5,873
	\$751,267	\$32,421*	\$718,846		\$751,267	\$32,421*	\$718,846
			\$576,309				\$576,309

\* composé d'amortissement corporel — \$3,346,000, d'épuisement — \$23,990,000 et d'amortissement incorporel — \$5,085,000 (au 31 décembre 1976 — \$1,082,000, \$7,226,000 et \$546,000 respectivement).

## 1. Résumé des principales pratiques comptables

### (a) Principe de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada (la "Société") et de sa filiale en propriété exclusive, Petro-Canada Exploration Inc. L'excédent du prix d'achat de la filiale sur la valeur comptable nette sous-jacente à la date d'acquisition a été réparti à l'actif connexe acquis et il y a une provision pour l'épuisement et l'amortissement incorporé additionnels.

### (b) Stocks

Les stocks sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

### (c) Placement dans Panarctic Oils Ltd.

La Société comptabilise son placement dans Panarctic Oils Ltd. selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Les activités de l'exploration et tous les frais moins les revenus divers ont été capitalisés; on estime que l'entreprise n'a enregistré ni profit, ni perte.

### (d) Immobilisations

La Société a adopté, pour ses propriétés pétrolières et gazeuses, la méthode de comptabilité couvrant tous les coûts selon laquelle tous les coûts se rapportant à l'exploration et à l'exploitation de ces réserves pétrolières et gazeuses sont capitalisés. Ces coûts incluent les frais d'acquisition des concessions, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les frais de possession sur les territoires non exploités, les coûts de forage tant des puits producteurs que des puits improductifs et les frais généraux ayant trait à l'exploration. Les coûts encourus, sauf comme il est noté ci-dessous, sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation basée sur les estimations de réserves pétrolières et gazeuses prouvées. Pour des fins de calcul de l'épuisement, on convertit la production et les réserves de gaz naturel en quantités équivalentes de barils de pétrole brut en se basant sur le contenu relatif d'énergie de chaque produit. De plus, on a établi des centres de coûts séparés pour chacune des régions éloignées, qui comprennent présentement le Delta du Mackenzie et la Mer de Beaufort, les îles de l'Arctique, le plateau du Labrador et celui de la Nouvelle-Écosse. Les coûts annuels accumulés dans ces centres séparés sont amortis selon la méthode linéaire durant la période au cours de laquelle on prévoit poursuivre les travaux d'exploration dans chaque région. Là où l'exploration se révèle fructueuse, l'amortissement linéaire cessera et le solde non amorti de la source des coûts sera réparti selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation lorsque débutera la production. Les dépenses se rapportant aux autres concessions pour les sables bitumineux sont aussi accumulées dans un centre de coûts distinct et sont amorties réparties ou autrement imputées au bénéfice selon la politique énoncée ci-dessus pour les régions éloignées.

### (e) Charges reportées

L'amortissement de l'équipement d'usine et de production directement associé aux activités pétrolières et gazeuses se fait selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation. L'amortissement des autres immobilisations s'effectue selon la méthode linéaire à des taux variant entre 10 et 25%, taux qui ont pour but d'en amortir le coût sur leur vie utile estimative.

(e) Charges reportées

La Société reporte les coûts ayant trait à sa participation dans le projet "Gaz polaire". Ces coûts se rapportent aux études de faisabilité relatives à la construction d'un gazoduc des îles de l'Arctique vers l'Est du pays. Selon l'accord de participation, les participants pourront considérer les coûts encourus comme un placement de participation dans une compagnie constituée pour construire et exploiter le gazoduc, ou être remboursés à même le financement de cette compagnie, le tout étant sujet à la possibilité de réaliser le projet et à l'approbation des organismes de réglementation. Advenant que le projet ne soit pas réalisé, les coûts seront alors imputés au bénéfice.

# État consolidé de l'évolution de la situation financière

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1977

	1977	1976
PROVENANCE DES FONDS		(Note 2)
Bénéfice net de la période.....	\$ 9,515,000	\$ 3,333,000
Charges n'impliquant pas de déboursés.....	46,369,000	20,487,000
Fonds provenant de l'exploitation.....	55,884,000	23,820,000
Produit de l'émission de dette à long terme.....	4,000,000	240,000,000
Produit de l'émission d'actions.....	154,500,000	383,800,000
	<u>214,384,000</u>	<u>647,620,000</u>
UTILISATION DES FONDS		
Acquisition de la filiale.....	—	342,440,000
Moins le fonds de roulement acquis.....	—	10,275,000
	<u>—</u>	<u>332,165,000</u>
Placement dans Panarctic Oils Ltd.....	11,807,000	80,000,000
Acquisition d'immobilisations.....	166,958,000	206,897,000
Augmentation d'autres éléments d'actif.....	200,000	406,000
Augmentation des charges reportées.....	9,940,000	7,020,000
Réduction de la dette à long terme.....	40,400,000	10,000,000
	<u>229,305,000</u>	<u>636,488,000</u>
AUGMENTATION (DIMINUTION) DU FONDS DE ROULEMENT.....	(14,921,000)	11,132,000
FONDS DE ROULEMENT AU DÉBUT DE LA PÉRIODE.....	11,132,000	—
FONDS DE ROULEMENT (NÉGATIF) À LA FIN DE LA PÉRIODE.....	<u>\$ (3,789,000)</u>	<u>\$ 11,132,000</u>



# État consolidé des résultats et des bénéfices non répartis

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1977

	1977	1976
REVENUS		(Note 2)
Revenus d'exploitation.....	\$88,718,000	\$31,504,000
Revenus d'intérêt et autres .....	3,975,000	7,835,000
	92,693,000	39,339,000
FRAIS		
Exploitation .....	13,810,000	5,541,000
Frais généraux et d'administration.....	13,198,000	5,238,000
Intérêt sur la dette à long terme.....	10,553,000	5,157,000
Amortissement corporel.....	2,854,000	1,082,000
Épuisement.....	17,028,000	7,226,000
Amortissement incorporel .....	4,589,000	546,000
Recherche.....	248,000	—
	62,280,000	24,790,000
BÉNÉFICE AVANT LES IMPÔTS SUR LE REVENU .....	30,413,000	14,549,000
PROVISION POUR LES IMPÔTS SUR LE REVENU (Note 7)		
Reportés.....	21,898,000	11,633,000
Crédit d'impôt sur les redevances de l'Alberta.....	(1,000,000)	(417,000)
	20,898,000	11,216,000
BÉNÉFICE NET DE LA PÉRIODE .....	9,515,000	3,333,000
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS AU DÉBUT DE LA PÉRIODE.....	3,333,000	—
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS À LA FIN DE LA PÉRIODE .....	\$12,848,000	\$ 3,333,000

# Passif

## PASSIF À COURT TERME

Comptes-fournisseurs et frais courus .....	\$ 31,466,000	\$ 33,699,000
Portion de la dette à long terme échéant d'ici un an .....	20,400,000	10,000,000
51,866,000	43,699,000	
DETTES À LONG TERME (Note 6) .....	193,600,000	230,000,000
IMPÔTS SUR LE REVENU REPORTÉS .....	82,082,000	60,184,000

## Avoir des actionnaires

### CAPITAL (Note 8)


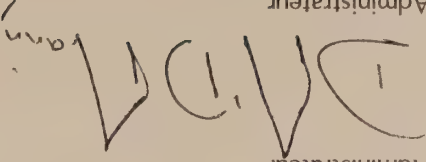
Actions privilégiées .....	258,300,000	158,800,000
Actions ordinaires .....	280,000,000	225,000,000
538,300,000	383,800,000	
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS .....	12,848,000	3,333,000
551,148,000	387,133,000	

### ENGAGEMENTS (Note 9)

\$878,696,000	\$721,016,000
---------------	---------------

# Bilan consolidé

au 31 décembre 1977

1976	1977	
		<b>Actif</b>
		<b>ACTIF À COURT TERME</b>
\$ 33,886,000	\$ 21,453,000	Encaisse et dépôts à court terme.....
17,195,000	20,392,000	Comptes-clients.....
2,625,000	4,009,000	Stocks.....
651,000	1,651,000	Portion des créances à long terme due d'ici un an.....
474,000	572,000	Frais payés d'avance.....
54,831,000	48,077,000	PLACEMENT DANS PANARCTIC OILS LTD. (Note 3).....
80,000,000	91,807,000	IMMOBILISATIONS, net (Note 4).....
576,309,000	718,846,000	AUTRES ÉLÉMENTS D'ACTIF, au prix coûtant
2,049,000	2,045,000	Créances à long terme, net.....
807,000	1,011,000	Dépôts de garantie sur l'exécution de travaux.....
2,856,000	3,056,000	CHARGES REPORTÉES (Note 5).....
7,020,000	16,910,000	
		Au nom du Conseil d'administration
		
		Administrateur
		
		Administrateur
\$721,016,000	\$878,696,000	



La société Petro-Canada appartient entièrement au Gouvernement du Canada et ses actions ne peuvent être émises à aucun autre détenteur en vertu des termes de la Loi sur Petro-Canada établissant Petro-Canada comme une société de la Couronne et comme un agent du Gouvernement. L'approbation du Parlement est requise chaque fois que le Gouvernement veut investir des fonds dans la Société.

La Loi sur Petro-Canada a donné l'autorité parlementaire requise permettant au Gouvernement d'investir jusqu'à 1,5 milliards dans la Société. Toutefois, cette avance de fonds est censée couvrir un certain nombre d'années et servir uniquement pour des projets d'investissements dont les budgets ont été approuvés par diverses autorités gouvernementales. Chaque autonome, la Société prépare son budget annuel des investissements pour l'exercice financier qui vient. Petro-Canada peut utiliser des fonds pour ces projets, peu importe la source des fonds, uniquement après avoir reçu l'approbation du Gouverneur-en-conseil, sur recommandation du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, du ministre des Finances et du président du Conseil du Trésor.

Depuis janvier 1976, date à laquelle la Société est entrée en opérations, le Gouvernement a investi \$280 millions en actions ordinaires et \$258,3 millions en actions privilégiées de la Société pour un placement total de \$538,3 millions sur les \$1,5 milliards que le Gouvernement était autorisé à investir. L'intention déclarée du Gouvernement était que les fonds totaux prévus par la Loi devraient suffire à la Société durant ses cinq ou sept premières années d'activités, selon les opportunités offertes pour des projets valables. En plus de cette source de fonds, Petro-Canada a encouru une dette extérieure au montant de \$244,0 millions depuis le début de ses opérations, dont \$214,0 millions étaient demeurés impayés au 31 décembre 1977.

La Société a tiré son revenu d'exploitation de \$88,7 millions presque entièrement de la production du pétrole et du gaz. Cela représente une hausse de \$57,2 millions par rapport au total de 1976 et reflète de légères hausses dans la production de pétrole et de gaz, des prix plus élevés pour ces deux produits et l'inclusion des résultats de Petro-Canada Exploration Inc. pour une période de douze mois entiers. Petro-Canada s'est portée seul acquéreur de cette filiale le 1er août 1976. Elle a bénéficié d'un revenu additionnel par les soldes d'encaisse en main au cours de l'année, portant son revenu total à \$92,7 millions.

Le bénéfice avant les impôts sur le revenu était de \$30,4 millions en 1977, comparativement à \$14,5 millions en 1976. Bien que des déductions suffisantes étaient disponibles pour éliminer les impôts courants sur le revenu, une provision complète au montant de \$20,9 millions a été faite pour les impôts sur le revenu reportés, produisant ainsi un bénéfice net de \$9,5 millions pour l'exercice. Ces nombres se comparent avec une provision de \$11,2 millions faite pour les impôts sur le revenu reportés en 1976 et avec le bénéfice net de \$3,3 millions pour cet exercice-là.

Après déductions des frais encourus pour l'administration et les opérations du revenu total de \$92,7 millions, l'exploitation a fourni \$55,9 millions de fonds en 1977, comparativement à \$23,8 millions en 1976. En plus de ces fonds, des actions ont été émises au Gouvernement du Canada pour \$154,5 millions en argent et l'on a encouru une dette additionnelle à long terme de \$4 millions pour une provenance totale de fonds de \$214,4 millions. Une autre somme de \$14,9 millions a été fournie par le fonds de roulement pour un total de

\$229,3 millions, qui ont été utilisés de la manière suivante:

Exploration et exploitation de pétrole et de gaz	\$ 78,1
Sables bitumineux (surtout Syncrude)	89,1
Panarctic Oilis Ltd.	11,8
Réduction de la dette à long terme	40,4
Charges reportées (Projets Gaz polaire, Pétrole lourd et GNL de l'Arctique)	9,9
	<hr/> \$229,3 <hr/>

Au 31 décembre 1977, il y avait un déficit de \$3,8 millions dans le fonds de roulement qui a été éliminé en janvier 1978 grâce à l'émission d'actions privilégiées au Gouvernement pour \$25,5 millions en argent. En comparaison avec 1976 lorsque l'utilisation des fonds a totalisé \$636,5 millions, il y a eu une réduction significative en 1977. La plus grande utilisation de fonds en 1976 a été causée par l'acquisition par la Société des intérêts que possédait le Gouvernement dans le Projet Syncrude et dans Panarctic Oilis Ltd. et aussi par l'acquisition de sa filiale, Petro-Canada Exploration Inc., dont elle est l'unique propriétaire. A la fin de 1977, l'actif de la Société était de \$878,7 millions (inscrit au coût d'acquisition moins l'amortissement corporel ou incorporel ou l'épuisement) — consistant en actif à court terme de \$48,1 millions; en placement dans immobilisations, \$718,8 millions; en actif relatif au Projet Syncrude) et (dont \$259,1 millions représentent un placement relatif au Projet Syncrude) et d'autres éléments d'actif de \$20 millions. Le passif à court terme, incluant la dette à long terme de \$193,6 millions, s'est chiffré à \$245,5 millions et la provision accumulée pour les impôts sur le revenu reportés était de \$82,1 millions. L'avoir des actionnaires était de \$551,1 millions au 31 décembre 1977, soit une augmentation de \$164,0 millions sur le solde inscrit un an plus tôt.

# Environnement social et physique

Les facteurs d'ordre social et écologique sont intimement liés à la rentabilité des projets de développement énergétique. Or, Petro-Canada s'est engagée à jouer le rôle de chef de file dans le domaine de la responsabilité sociale et de la protection environnementale, considérations qui incluent l'impact produit sur le milieu social comme sur l'environnement biophysique. Ces éléments sont incorporés dans le processus de prises de décisions de la Société, par le truchement d'études sérieuses réalisées très tôt et par des consultations avec les citoyens, de façon à assurer que les décisions qui sont faites respectent un équilibre acceptable des facteurs économiques, sociaux et environnementaux.

Durant 1977, le Service des Affaires sociales et de l'Environnement de la Société (qui se rapporte directement au Président) a complété la préparation de la stratégie corporative dans ce domaine ainsi que son implantation, qui décentralise les responsabilités vers

les niveaux opérationnels et intègre les politiques et les directives au niveau corporatif. Le Service continue d'agir comme conseil auprès des cadres supérieurs et il représente Petro-Canada dans de nombreuses interactions avec le Gouvernement et d'autres organismes.

La Société planifie présentement une étude écologique de plusieurs millions de dollars afin de répondre aux exigences de l'Étude de l'environnement marin de l'est de l'Arctique et d'assurer que l'on accorde toute la considération nécessaire aux soucis et à l'intérêt des autochtones qui peuvent être touchés par le développement proposé.

Petro-Canada a également entrepris des études importantes en rapport avec ses travaux sur le Projet-pilote pour l'Arctique. Les impacts écologiques ont constitué un élément important dans l'analyse du développement des pétroles lourds en Alberta et en Saskatchewan.





*Dessin graphique Petro-Canada*

## Projet-pilote pour l'Arctique

Durant 1977, Petro-Canada a complété l'évaluation préliminaire relative à l'ingénierie et à la rentabilité de la production du gaz naturel liquéfié (GNL) dans les îles de l'Arctique et pour son transport par des brise-glace citernes vers les marchés du Sud. Ce projet est opéré conjointement par Petro-Canada (leader du projet) et Alberta Gas Trunkline Co. Ltd. Melville Shipping Ltd., un consortium de compagnies de navigation canadiennes, participe au développement et à la conception du projet.

Le projet comprend la construction et l'opération des installations requises pour transporter quotidiennement les 250 millions de pieds cubes de gaz naturel qui seront produits dans la région de l'île Melville et acheminés vers les marchés de la Côte de l'Est. La construction de ce système de transport constituerait le début de la production et de la livraison de gaz des îles de l'Arctique et ajouterait une expérience opérationnelle

pratique pour la construction, la production et le transport dans cet environnement éloigné et difficile d'accès, tout en avançant la technologie et l'expérience opérationnelle du transport par brise-glace. Les études préliminaires d'évaluation ont inclus les analyses des travaux de génie requis pour les pipe-lines, la conception des usines, la logistique de construction et les opérations des navires-citernes de transport pour le GNL à partir de l'Arctique canadien, de même que l'impact écologique et social que peuvent produire de telles activités.





concessions de la portion nord-ouest des holdings du groupe. Le coût total de ce programme de forage qui doit se faire au cours du premier trimestre de 1978 est évalué à un total brut de \$2,5 millions dont la part de Petro-Canada est de \$833,0 mille. Le Groupe P.C.I. a l'intention de poursuivre les travaux d'évaluation de ses 34 concessions par des programmes similaires de forage à peu de profondeur au cours des trois prochains hivers.

## Pétrole lourd classique

Les dépôts de pétrole lourd, qu'on estime à un trillion de barils au Canada, constituent une ressource énergétique considérable et relativement activement aux études relatives aux quantités de ces réserves, aux aspects techniques des capacités de production et des facteurs technologiques et économiques reliés à leur valorisation et à leur production. Ce programme s'est révélé suffisamment encourageant pour que la Société entreprenne des travaux plus détaillés. L'initiative de Petro-Canada a contribué à accélérer les travaux de



Syncrude Canada Ltd.

## Gaz polaire

L'industrie dans le développement des pétroles lourds. En dépit du fait que Petro-Canada ne possède aucun droit de terrains dans la région et, par conséquent, ne compte aucune production de pétroles lourds, elle poursuivra les études techniques et économiques essentielles pour lancer les travaux de développement et de valorisation de ces pétroles lourds, qui seront nécessaires pour permettre l'utilisation complète de cette ressource potentielle.

Durant 1977, la société Petro-Canada a continué à participer au Projet Gaz polaire. Ce Projet a conclu, en se basant sur diverses études et sur les prévisions présentes de réserves, qu'un gazoduc constituait la méthode préférée de transport pour de grandes quantités de gaz naturel à partir des îles de l'Arctique.

Ce gazoduc de 2,300 milles de longueur acheminera le gaz de l'île Melville à travers les Territoires du Nord-Ouest et le Manitoba jusqu'en Ontario où il se terminera en un raccordement avec le système de TransCanada Pipelines, près de Longlac, en Ontario.

Le 21 décembre 1977, Gaz polaire présentait une demande officielle à l'Office national de l'Énergie et au Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien afin d'obtenir les approbations nécessaires pour construire et opérer ce gazoduc. En conformité avec son accord de participation au Projet Gaz polaire, Petro-Canada n'a pas pris part à cette demande, mais elle continue de contribuer au financement des travaux de recherche et d'ingénierie nécessaires pour optimiser la faisabilité de ce projet, en attendant la découverte, dans les îles de l'Arctique, du volume-séuil de gaz requis pour l'exploitation du gazoduc proposé.

## Production

Production de pétrole, condensés et dérivés liquides de gaz naturel en 1977 (avant redevance)

(en milliers de barils)

ALBERTA	
Swan Hills	1,829
Bellshill	1,442
Nipisi	1,371
Carson Creek nord	748
Redwater	710
Utikuma	686
Swan Hills sud	397
Virginia Hills	250
Snipe Lake	242
Kaybob	235
Pembina	225
Gilby	206
Autres	1,205
<b>Sous-total</b>	<b>9,546</b>
<b>COLOMBIE-BRITANNIQUE</b>	<b>665</b>
<b>TOTAL:</b>	<b>10,211</b>

(Production quotidienne moyenne de 27,975 barils)

Production de gaz naturel en 1977 (avant redevance)

(en millions de pieds cubes)

ALBERTA	
Medicine Hat	6,031
Alderson	5,381
Gold Creek	3,755
Keg River	2,499
Westlock	1,319
Kaybob	1,238
Swan Hills	1,213
Carson Creek	911
Edson	801
Sedgewick	611
Connorsville	444
Swan Hills sud	421
Redwater	411
Autres	2,547
<b>Sous-total</b>	<b>27,582</b>
<b>COLOMBIE-BRITANNIQUE</b>	<b>4,885</b>
<b>PRODUCTION BRUTE</b>	<b>32,467</b>
<b>TOTAL:</b>	<b>32,467</b>

(Production quotidienne moyenne de 88,9 millions de pieds cubes)

Photo Petro-Canada



## Syncrude

A la fin de 1977, on avait complété à 95% la construction du Projet Synchrude dans lequel Petro-Canada possède un intérêt de 15%. Au cours de cette année, la société Petro-

Canada a dépensé \$88.7 millions, ce qui a porté à un total de \$259.1 millions sa participation au Projet à la fin de 1977. Le coût total estimé du Projet est de \$2.15 milliards, en excluant les pipe-lines et les installations connexes qui n'appartiennent pas directement aux participants. Synchrude commencera ses opérations en 1978.

Le 21 décembre 1977, on présentait en première lecture le Bill C-19 à la Chambre des Communes. Ce Bill comporte des amendements à la Loi sur l'administration du pétrole qui permettront au Gouvernement du Canada de tenir son engagement à l'effet de consentir des prix internationaux pour la production du

Projet Synchrude.

## Projet P.C.I.

Petro-Canada est responsable des opérations du Projet P.C.I., consortium de trois sociétés, (Petro-Canada, Canada-Cities Service Limited et la Cie Pétrolière Impériale Ltée) qui détient 1.2 millions d'acres dans 34 concessions de terrains in-situ dans les sables pétroliers de l'Alberta. On a complété en 1977 la conception et les estimés de coût d'installation et d'opération d'un petit champ-pilote où l'on testera le procédé de récupération par préchauffage à l'électricité suivi de poussée-vapeur pour lequel Petro-Canada possède les brevets d'invention de base. Le Groupe P.C.I. a tenté de trouver des fonds de différentes sources pour poursuivre ce projet initial.

Tel que requis par les règlements, le Groupe P.C.I. a soumis un programme de travail de cinq ans au Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles de l'Alberta. Le programme de travail, approuvé en juin 1977, commencera ses travaux par le forage de 33 trous de peu de profondeur pour évaluer les



Pétrole et	EXPLORATION		ÉVALUATION		DÉVELOPPEMENT		TOTAL	
	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net
Pétrole.....	—	—	—	18	18	10.6	18	10.6
Gaz.....	2	1.2	18	13.6	66	40.8	86	55.6
Improductifs.....	14	6.8	5	4.5	5	3.9	24	15.2
Total.....	16	8.0	23	18.1	89	55.3	128	81.4

## Pétrole et dérivés liquides du gaz naturel

La production quotidienne de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel de la Société a été, en moyenne, de 27,975 barils, avant redevance. On a maintenu la production en 1977 aux mêmes niveaux que durant l'année précédente — à environ 70% de la capacité. Le prix moyen de ces produits pendant 1977 a été de \$10.07 le baril. Les principaux champs qui ont contribué à la production de Petro-Canada sont ceux de Swan Hills, Bellshill Lake et Nipisi.

## Gaz naturel

La production quotidienne de gaz a été, en moyenne, de 88.9 millions de pieds cubes, avant redevance. En comparaison, la production quotidienne de gaz avait été, en moyenne, de 87.8 millions de pieds cubes durant 1976. Les principaux champs qui ont contribué à la production de gaz de la Société ont été ceux de peu de profondeur de Alderson, Medicine Hat et de Keg River, de Gold Creek et des champs au nord-est de la Colombie-Britannique. Le prix moyen de vente du gaz naturel durant l'année a été de \$1.16 pour mille pieds cubes.

Les forages peu profonds dans le sud de l'Alberta ont continué d'être le point principal du développement des réserves de gaz. On avait presque complété à la fin de l'année la construction d'une usine qui sera opérée par Petro-Canada dans la région de Connorsville, au sud-est de l'Alberta, où l'on pourra produire quotidiennement 30 millions de pieds cubes de gaz. Par suite de la conclusion fructueuse de contrats d'achat de gaz et de l'acquisition de droits d'accès aux terrains, on a repris en 1977 la construction d'une usine à Paddle Prairie pouvant produire quotidiennement 25 millions de pieds cubes de gaz. On a poursuivi en 1977 les travaux de raccordement de puits aux réserves non exploitées ainsi que des travaux de modification dans quelques installations pour augmenter les ventes de gaz.

Au cours de l'année, la production de gaz de Petro-Canada a été affectée par les restrictions apportées dans les contrats de vente de gaz pour toute l'industrie par suite d'un excédent dans l'offre et de contraintes du marché. Ces contraintes ont ralenti davantage les négociations de contrats relatifs aux réserves présentement non exploitées. Le prorata du pétrole qui a résulté des restrictions de l'exportation a continué à faire baisser les ventes du gaz associé au pétrole. Ces contraintes ont réduit la production de la Société à 85% de sa capacité moyenne au cours de l'année.





# Exploitation

## Production

Dans l'ouest du Canada, Petro-Canada a exploité à peu près 1,000 puits de pétrole et de gaz, sept usines de gaz et installations de traitement, onze stations de compression et quinze centres consolidés de manutention de pétrole. La Société détient aussi divers intérêts dans de nombreux autres projets touchant le pétrole et le gaz qu'exploitent d'autres firmes. Durant l'année, elle a participé directement à 112 forages de délimitation et de développement; 18 puits de pétrole et 84 puits de gaz en ont résulté.

## Réserve

En 1977, Petro-Canada a ajouté 2,9 millions de barils de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel à ses réserves. Cette quantité compense en partie le total de 10,2 millions de barils produits au cours de la même année, résultant en réserves de 151,6 millions de barils à la fin de l'année. Petro-Canada a également ajouté 53,6 milliards de pieds cubes de gaz à ses réserves pour compenser la production de 32,5 milliards de pieds cubes de gaz, résultant en réserves de 821,8 milliards de pieds cubes à la fin de l'année 1977. Ces estimés des réserves, préparés par la Société, sont calculés avant le paiement des redevances.



A Bison Lake, un champ de gaz de peu de profondeur, on a foré six puits de gaz productifs. D'autres forages sont déjà en cours en 1978 afin de délimiter entièrement ce champ.

En 1977, Petro-Canada a également participé aux travaux de délimitation de deux puits productifs dans le champ de gaz de Hanlan Beaverhill Lake. On y poursuit un forage de délimitation.

Petro-Canada a pris part à des travaux en Colombie-Britannique et en Alberta par des forages d'exploration et de délimitation sur des terrains qu'elle détenait auparavant ainsi que sur d'autres qu'elle a acquis dans des régions adjacentes.

## Colombie-Britannique et Alberta

Plus encore au Sud, près de la frontière séparant les Territoires du Nord-Ouest et l'Alberta, Petro-Canada et Gulf Oil procéderont au forage du puits Arrowhead M-05.

En 1976, Petro-Canada a participé aux travaux d'exploration de deux puits improductifs dans cette région; le premier, à Mobil Gulf Peel YT H-71 au Yukon, où les tests ont produit une faible quantité de gaz et le second, à Mobil Gulf Sadene D-02, qui a été foré pour tester les sables du nord de la région où l'on avait déjà fait une découverte initiale de gaz à Tedji Lake. Petro-Canada continuera l'évaluation de ces grès, conjointement avec Gulf à PEX Gulf Fina Colville L-21, sur une structure située à vingt milles à l'est du puits de Tedji Lake.

## Plaine du Mackenzie et Yukon

d'acres de terrains appartenant à Petro-Canada a été amodié à Dome Petroleum Ltd, qui a entrepris la préparation du site Natsek E-56 en 1977.

Tableau sommaire de la superficie

(en millions d'acres)

Région	1977	Superficie brute	Superficie nette	1977	Superficie maximale possible
Côte de l'Est	32.7	4.9	9.3		
Îles de l'Arctique	39.5	1.2	5.5		
Mer de Beaufort, T. du N.-O. & Baie d'Hudson	15.3	6.3	7.3		
Colombie-Britannique	.4	.3	.3		
Alberta	3.1	2.0	2.0		
Sables pétrolières de l'Alberta	1.6	.6	.6		
Superficie totale	(88.0)	92.6	(10.8)	15.3	(19.3) 25.0

La superficie nette représente la superficie acquise à la fin de l'année 1977, la superficie maximale nette possible illustre les acres qui peuvent être acquises si l'on exerce toutes les options offertes. Ce tableau n'inclut en outre la superficie nette déjà acquise. Les chiffres de 1976 sont entre parenthèses, lesquels Petro-Canada peut exercer les droits préférentiels que lui confère la législation.

A Connorsville, dans le coeur de l'Alberta, d'autres puits ont été forés afin d'augmenter la capacité de production des nouvelles installations de Petro-Canada pour le traitement du gaz.

La délimitation par forage du champ pétrolière de Utikuma a résulté en une découverte de nouvelles réserves de pétrole qui s'ajoutent à la capacité productrice du champ.







- A. Depot Island C-44
  - B. Cape Grassy I-34
  - C. Roche Point O-43
  - D. Drake P-40
  - E. Sophie Point G-19
  - F. Beverly Inlet G-13
- Terrains Panarctic
- Exploration îles de l'Arctique
- Terrains Petro-Canada
- Champ pétrolière
- Champ gazier

deuxième dans la partie ouest de l'île Melville, à Depot Island C-44. Les deux puits ont été improductifs.

En 1978, il y aura forages de deux puits supplémentaires afin de mieux explorer les possibilités de la région. Roche-Point O-43 sera foré au large sur une structure située directement à l'ouest de la Péninsule Sabine tandis que Cape Grassy 1-34 effectuera un test sur une autre anomalie au large, à l'ouest de la structure Hecla.

Les programmes actuels représentent une utilisation complète des tours disponibles pour le forage du plateau continental de la région. Petro-Canada travaille de concert avec d'autres compagnies pour concevoir et construire un système de forage sur plate-forme à coussin d'air qui serait disponible dès 1980 pour l'exploration des bancs de l'Arctique. Cela pourrait augmenter le nombre de forages entrepris dans les glaces avec le système présent de plate-formes de glace pour forage au large et permettrait ainsi que l'on accélère

les travaux de forage sur les sites prometteurs de l'Arctique.

Petro-Canada conduit également des études innovatrices sur la prédiction des mouvements des banquises afin de comprendre davantage les facteurs complexes qui contrôlent leurs mouvements dans l'Arctique; il s'agit là d'un sujet bien important dans les projets futurs d'exploration et de développement dans la région.

Sur terre, Petro-Canada s'est jointe à Panarctic Oils Ltd. et à leurs associés pour mener un programme d'exploration là où de vastes structures non testées pourraient renfermer des quantités considérables de gaz ou de pétrole. En vertu de ce programme, Petro-Canada a participé au forage du puits Sophie Point G-19 sur l'île Vanier (abandonné depuis) et a entrepris un second puits, à Beverly Inlet G-13, où l'on forait à la fin de l'année.

Des relevés de données sismiques réalisés en 1977, combinés à d'autres relevés, ont souligné de nombreuses

possibilités additionnelles au large des côtes du Bassin Sverdrup.

En plus de ces travaux auxquels Petro-Canada participe directement, Panarctic Oils Ltd., dans laquelle Petro-Canada détient un intérêt, a foré trois puits dans l'Arctique à Bent Horn M-12, Bent Horn 1-01-A et au sud-ouest de Hecla C-58.

# Delta du Mackenzie — Mer de Beaufort

Petro-Canada a participé à un forage-test sur terre dans la partie sud-ouest du Delta de Mackenzie. On a foré Fish River B-40 à une profondeur de 11,490 pieds, puis on a abandonné ce puits. De nouveaux relevés de données sismiques seront faits au cours de 1978, mais on ne planifie aucun forage d'ici 1979.

A l'ouest de l'île Herschel, on a poursuivi des travaux d'exploration dans une région au large où un million



quatre puits sur le bloc ouest de l'île de Sable, Petro-Canada peut acquérir un intérêt de 40% dans 640,1 mille acres sous permis en effectuant des dépenses de \$40 millions.

Sur le bloc est de l'île de Sable, Petro-Canada s'est engagée à effectuer un forage-test de 18,500 pieds afin d'acquérir un intérêt de 40% dans 243,9 mille acres sous permis. La Société peut acquérir un intérêt additionnel de 40% dans 220,3 mille acres sous permis en forant un deuxième puits profond.

En février 1978, Kaiser Resources Limited se joignait à Petro-Canada dans le programme d'amodiation de l'île de Sable. En partageant les coûts

## Bancs de Terre-Neuve /Labrador

Il n'y a eu aucun forage d'exploration en 1977 sur les bancs de Terre-Neuve et du Labrador par suite d'un litige sur la juridiction entre Terre-Neuve et le Gouvernement du Canada. Les travaux d'exploration de l'industrie se sont confinés à des programmes restreints de données sismiques conçus pour délimiter des emplacements lorsqu'on reprendra le forage d'exploration.



## L'archipel Arctique

Petro-Canada est actionnaire de Panarctic Oils Ltd., détient un intérêt de travail de 18% dans le Groupe d'exploration des îles de l'Arctique.

Le Groupe d'exploration des îles de l'Arctique, composé de Panarctic Oils Ltd., la Cie Pétiolière Impériale Ltée, Gulf Oil Ltd. et Petro-Canada, a déjà investi \$14 millions pour des relevés de données sismiques et pour des puits d'exploration en 1977. Au large de Drake P-40, il a foré un puits sur le prolongement est de la structure de Drake Point et un

## L'est de l'Arctique

Tout en ne possédant aucune superficie dans cette région, Petro-Canada a poursuivi ces travaux avec plusieurs associés dans chacun des trois projets qui y couvrent un total de 22,2 millions d'acres sous permis dans lesquels Petro-Canada peut acquérir des intérêts divers.

La Société et ses associés ont aussi pris part à une importante étude écologique qui a coûté \$1,4 millions en prévision d'un programme de forage sur les terrains de Aquitaine Company of Canada Ltd. en 1979.

En 1977, Petro-Canada a poursuivi ses travaux d'exploration dans les régions reculées au Canada, particulièrement sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, dans les îles de l'Arctique et dans les Territoires du Nord-Ouest. Sans ces programmes, l'activité dans ces régions aurait été largement réduite. Petro-Canada a également participé à

de nombreux travaux d'exploration dans des régions productives établies de l'Ouest canadien. Le graphique illustrant la superficie des terres donne en détail la répartition des terrains qui couvrent un total de 93 millions d'acres dans lesquelles Petro-Canada détient un intérêt.



## Le plateau continental de la Nouvelle-Écosse

Le principal programme d'exploration de Petro-Canada en 1977 a été effectué en Nouvelle-Écosse, dans ce plateau sous-marin de l'Est du Canada. C'est à Moheida P-15 qu'on a foré le puits final du programme d'amodiation de Shell Canada Ltd. sur le plateau de la Nouvelle-Écosse; ce puits a été abandonné à 14,100 pieds.

La société Petro-Canada a maintenant rempli toutes ses obligations relatives à ce programme, ayant ainsi acquis un intérêt de 45% dans les 4,1 millions d'acres de terrains sous permis de Shell. L'encourageante découverte de pétrole à Penobscot L-30 en 1976 a provoqué le forage d'un puits de délimitation improductif à Penobscot B-41 en 1977. Les sociétés Shell et Sulpetro of Canada Ltd. furent les associées de Petro-Canada dans les travaux touchant ce puits.

En 1977, Petro-Canada a poursuivi son programme de forage sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse dans le but d'acquies un intérêt de 40% dans 1,1 millions d'acres de terrains sous permis de Mobil Oil Canada Ltd. dans la région de l'île de Sable. En juin 1977, on a utilisé une tour de forage du type "Jackup", conçue pour forager en eaux peu profondes, pour effectuer les travaux de forage dans la région de l'île de Sable qui sont exécutés par Mobil pour le compte de Petro-Canada. En fin d'année, Migrant N-20 avait atteint une profondeur finale totale de 14,661 pieds. Des épreuves réalisées dans une mince couche ont révélé un écoulement de gaz tandis que celles que l'on a faites dans des sables plus épais n'ont pas produit de gaz en quantité suffisante pour en permettre la production et l'on a dû abandonner ce puits au début de 1978.

Migrant N-20 est le premier puits du programme d'engagement de forages de Petro-Canada couvrant



recherche à Calgary pour y poursuivre un programme d'envergure dans le domaine de l'exploration, de l'exploitation et de la récupération des pétroles classiques; dans celui de l'exploitation des pétroles lourds et du bitumen ainsi que dans celui du traitement des données géophysiques. En outre, Petro-Canada et ses associés oeuvrent présentement à développer de nouvelles technologies pour l'achèvement de puits situés au large de l'Arctique et pour de nouveaux systèmes de forage visant à augmenter les possibilités d'exploration de l'Arctique.

## La Loi sur le pétrole et le gaz naturel du Canada

Le 20 décembre 1977, le Gouvernement du Canada présentait au Parlement la Loi sur le pétrole et le gaz naturel du Canada. Entre autres choses, cette Loi assure un traitement préférentiel à la société Petro-Canada dans la sélection des terrains fédéraux destinés à l'exploration. En vertu de cette loi, Petro-Canada a le droit de choisir jusqu'à 25 % des réserves de la Couronne existantes et futures, et cela pour une période de sept ans.

En outre, Petro-Canada peut acquérir un intérêt allant jusqu'à 25 % dans les terres dont le terme actuel de concession de 12 ans est expiré sans que l'on n'y ait fait de découverte importante de pétrole ou de gaz — lorsque ces terres sont disponibles pour concessions provisoires et pour renouvellement spécial de permis à ses titulaires précédents. Ce dernier droit serait diminué lorsque les titulaires de permis comptent une appartenance canadienne importante et il peut être retiré complètement lorsque l'appartenance canadienne est de 35 % ou plus.

L'intention de Petro-Canada est d'utiliser les options qui lui sont offertes de façon à atteindre le niveau d'activité que justifieront les données géologiques et que dicteront les besoins du Canada. La politique du Gouvernement du Canada d'assurer un degré important de participation canadienne, que ce soit par l'intermédiaire de Petro-

## Accès assuré aux importations d'énergie

Canada ou par d'autres intérêts canadiens, vise à augmenter tous les avantages dont peut profiter le Canada grâce à l'utilisation de ses ressources.

Petro-Canada croit qu'il est probable que le Canada devra, dans un avenir prévisible, requérir ou trouver des approvisionnements économiques de pétrole à l'extérieur du pays. Un accès assuré à de tels approvisionnements fait partie de la politique gouvernementale et, par conséquent, doit constituer l'un des objectifs de Petro-Canada.

Dans ce but, Petro-Canada entretient des contacts avec plusieurs sociétés nationales de l'énergie ainsi qu'avec leurs gouvernements respectifs afin d'identifier les possibilités qui existent d'assurer d'avantage l'approvisionnement énergétique provenant de l'étranger. La participation à des entreprises d'exploration étrangères tirées sur le volet offre la possibilité de livraisons de pétrole à une date antérieure à celle des livraisons pouvant venir des régions recueillies du Canada, où l'exploration jusqu'à maintenant n'a produit que des quantités limitées de pétrole à ce pétrole comme égalément améliorer l'accès direct du Canada à l'accès au pétrole sur un marché international qui pourrait subir de plus en plus de contraintes.

## Environnement social et physique

Petro-Canada s'est engagée à tenir un rôle de leader de l'industrie dans les domaines de la protection environnementale et de la responsabilité sociale. La Société

intègre des considérations écologiques et sociales dans le processus de ses prises de décisions, tant à son niveau administratif qu'au niveau opérationnel afin d'assurer que les décisions adoptées respectent un équilibre acceptable des facteurs économiques, sociaux et écologiques.

Même si Petro-Canada a concentré son attention sur l'exploitation des ressources pétrolières, la Société reconnaît que le pétrole et le gaz ne peuvent constituer l'unique point de mire des développements énergétiques futurs et qu'il est possible que des sources d'énergie renouvelable deviennent de plus en plus développées qui se révéleront appropriées pour diverses applications, des points de vue économique et stratégique.

## Personnel

Petro-Canada a grossi considérablement au cours de ses deux premières années d'existence et a réalisé une acquisition majeure. On a assisté au recrutement de spécialistes de haut calibre et d'un personnel qualifié (plus de 600 personnes) qui constituent l'une des premières valeurs de la Société. Au cours de ces deux premières années, on a vu le début et le développement d'un grand nombre de politiques et de services touchant les employés.



L'ouest canadien pour remplacer le pétrole importé qui dessert ces marchés à l'heure actuelle.

## Investissements précédents du Gouvernement

L'une des activités majeures de la Société a été d'administrer efficacement, au nom du Gouvernement du Canada, les biens que ce dernier lui transférait en 1976. Ces biens incluent un intérêt d'avoir de 15% dans le Projet Synchrude et un intérêt de participation de 45% de Panarctic Oils Ltd., où la Société a continué d'appuyer des activités d'exploration importantes dans les îles de l'Arctique.

## Conseil auprès du Gouvernement

En se basant sur son expérience pratique dans l'industrie, la société Petro-Canada présente ses points de vue au Gouvernement afin de l'aider à élaborer des politiques visant à réaliser les objectifs énergétiques du Canada. Petro-Canada est également d'avis que son rôle lui demande d'entreprendre un examen complet d'approches différentes pour atteindre ces objectifs. Ses études sur le Projet-pilote pour l'Arctique, sur l'extension des gazoducs au Québec et aux Maritimes, sur le développement des pétroles lourds et des sables pétroliers de l'Alberta, ont toutes été entreprises dans le but de confirmer la rentabilité de ces activités et de définir le rôle le plus approprié que pourrait jouer la Société dans ces domaines, tout en offrant en même temps au Gouvernement pour sa considération le plus large choix d'options possibles avant qu'il ne formule ses politiques.

Petro-Canada est d'avis que le potentiel des réserves de pétrole classique et de gaz dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien excède les estimés officiels. Les découvertes de pétrole en Alberta, l'an passé, ont été très encourageantes et l'industrie a augmenté le nombre de ses travaux pour trouver de nouvelles sources de pétrole classique. Les politiques énoncées devraient continuer de souligner l'importance du développement de réserves de

pétrole léger classique dans l'Ouest canadien en tenant compte de la valeur économique relative de ces ressources par rapport à celle des ressources non traditionnelles ou à celles des réserves possibles des régions éloignées. Les avantages économiques qui encourageaient la recherche de pétrole classique sont passablement diminués par le coût élevé des terres qui s'ajoute aux frais d'exploration.

La société Petro-Canada croit qu'il y a des marchés plus étendus pour l'approvisionnement de gaz présentement délimité dans l'Ouest canadien. Si l'on permettait aux prix du gaz de devenir plus concurrentiels, ce gaz pourrait remplacer le pétrole importé et diminuer sa demande future en faveur du pétrole canadien moins abondant. Les prix relatifs du gaz naturel et du pétrole dans les marchés canadiens constituent un facteur vital tant dans le développement des ressources que dans l'assurance d'un approvisionnement adéquat à long terme.

## Recherche et développement

la recherche et le développement doivent constituer une part de plus en plus importante de ses travaux. Il y a toujours certains aspects uniques rattachés aux projets énergétiques et aux besoins d'un pays, et ses travaux de recherche et de développement requièrent une solide base commerciale pour compenser les incertitudes des bénéfices provenant des investissements engagés.

Petro-Canada est intéressée à augmenter sa contribution au secteur de la recherche et du développement au Canada, en se concentrant entièrement sur les problèmes et les priorités du Canada et en utilisant, pour ce faire, des spécialistes du pays. La technologie qui en résultera sera dirigée au Canada et servira à ses industries et à ses marchés énergétiques.

Par son acquisition de la filiale canadienne de Atlantic Richfield Company, la société Petro-Canada détient maintenant les principaux brevets d'invention touchant l'extraction du pétrole sur place des sables bitumineux, brevets que la société parente a transférés à Petro-Canada. C'est ainsi que le programme de recherche et de développement dont font partie ces brevets peut se poursuivre pour le plus grand bien du pays.

En accord avec son mandat qui lui demande de stimuler de nouvelles activités et de mobiliser le potentiel des ressources énergétiques canadiennes, Petro-Canada croit que



initiatives, quelques-uns de ces projets se révéleront viables, d'autres seront peut-être rejetés complètement tandis qu'un troisième groupe ne requerra qu'une faible participation de Petro-Canada.

**Besoins énergétiques du Canada**

Voici les caractéristiques du contexte actuel de la scène énergétique du Canada dans lequel Petro-Canada doit prendre des décisions relatives à ses investissements:

— Un approvisionnement pétrolier qui s'épuise, dans lequel les quantités consommées sont remplacées par des découvertes insuffisantes pour satisfaire les besoins intérieurs croissants;

— Un marché international où les prix du pétrole et du gaz sont de plus en plus élevés et où l'on doit tenir compte du niveau de ces prix internationaux dans les décisions de développement continu de nouvelles sources afin de faire face aux besoins à long terme;

— Un marché international où les ressources intérieures à coûts élevés et de la sécurité relative de l'approvisionnement.

Dans ce contexte, Petro-Canada perçoit les besoins suivants:

— Promouvoir l'économie de l'énergie comme étant la manière la moins coûteuse pour accroître l'approvisionnement énergétique futur du Canada;

— Entreprendre des efforts agressifs d'exploration dans les régions qui produisent présentement du pétrole et du gaz et qui peuvent être développées rapidement;

— Explorer activement des régions plus éloignées où il peut y avoir un grand écart de temps entre les découvertes initiales et la livraison finale et où il faut bien connaître l'envergure du potentiel de ces régions si l'on veut formuler des politiques énergétiques nationales appropriées;

— Stimuler le développement accéléré des réserves

considérables de pétrole lourd du Canada;

— Initier l'adoption de mesures pour assurer l'accès aux importants approvisionnements de pétrole étranger dont le Canada aura besoin pour satisfaire ses besoins futurs;

— Développer la technologie requise pour augmenter la production et le transport du pétrole et du gaz à partir des régions éloignées et isolées;

— Stimuler le développement des ressources énergétiques optionnelles.

**Exploration**

Petro-Canada s'est jointe à l'industrie pour promouvoir les travaux d'exploration et de développement dans les régions éloignées où se trouvent les meilleures possibilités de nouvelles sources d'énergie au Canada. En outre du développement potentiel d'exploration que peuvent représenter ces travaux, ils offrent le plus de données possibles comme bases d'information sur les ressources énergétiques du Canada à ceux qui doivent formuler des politiques dans ce secteur.

La Société a fait sentir sa présence dans la plupart des régions isolées du Canada où il était possible d'exploration et là où on pouvait les d'augmenter les niveaux

Haute Arctique, tout en organisant un programme de travaux dans les régions adjacentes. Petro-Canada poursuit aussi des travaux dans le Delta du Mackenzie et sur les rives des Territoires du Nord-Ouest. Elle a participé au forage de 13 des 27 puits forés dans ces régions en 1977.

Au cours de ses deux années d'opérations, Petro-Canada a dépensé \$76.9 millions dans les régions éloignées du Canada, en excluant sa participation dans Panarctic Oils Ltd.

Petro-Canada a également participé aux travaux d'exploration dans les régions plus traditionnelles de production de pétrole et de gaz de l'Ouest du Canada. Ses activités se sont poursuivies principalement pour augmenter la capacité de production de terrains déjà détenus par la société Petro-Canada. Les dépenses qu'elle a encourues depuis ses débuts pour l'exploration et le développement dans cette région ont été de \$24.1 millions.

**Projets en développement**

Petro-Canada est devenue chef de file dans le développement de nouveaux projets dans les domaines où une approche innovatrice et une technologie nouvelle peuvent énormément contribuer à augmenter l'approvisionnement énergétique du Canada.

La Société a étudié tous les aspects de l'exploitation du pétrole lourd classique au Canada afin de retenir la meilleure méthode qui soit pour maximiser l'utilisation de cette ressource.

On a aussi, en 1977, étudié de façon intensive l'utilisation possible des navires-citernes pour le transport sous forme liquide du gaz naturel de l'Arctique vers les marchés du Sud.

Petro-Canada est l'agent-opérateur d'une entreprise conjointe recouvrant 1.2 millions d'acres de sables pétroliers de l'Alberta, où l'on a manifesté un intérêt considérable pour l'exploitation d'une technologie de récupération in-situ pour laquelle la Société détient les principaux brevets d'invention.

Au cours de l'été 1977, Petro-Canada et ses associés ont étudié la possibilité d'allonger le système de transmission du gaz du Canada au-delà de Montréal jusqu'au reste du Québec et aux Maritimes, ainsi que la faisabilité de ce projet et les prix que représenterait l'utilisation du gaz de



La société Petro-Canada a été établie pour aider le Gouvernement du Canada à atteindre son objectif: assurer l'approvisionnement énergétique du pays. En 1977, deuxième année de son existence, Petro-Canada a donc continué d'examiner systématiquement les sources potentielles d'énergie pouvant avoir un impact important sur l'approvisionnement disponible au Canada. C'est dans cette optique que la Société a entrepris un programme actif d'exploration dans des régions isolées ainsi que de la recherche sur les méthodes améliorées de développement et d'acheminement des ressources existantes et sur l'utilisation d'autres sources potentielles de pétrole et de gaz.

Depuis le commencement de ses opérations au début de 1976, Petro-Canada est devenue une présence importante dans l'industrie énergétique au Canada. La Société dispose d'un personnel opérationnel complet qui est responsable de la gestion de l'un des programmes d'exploration de pétrole et de gaz les plus importants au Canada. En 1977, Petro-Canada se classait au dixième rang des compagnies quant au nombre de puits forés au Canada.

En créant Petro-Canada, le Gouvernement ajoutait un moyen de plus pour satisfaire les besoins énergétiques du Canada. Par l'intermédiaire de la Société, l'investissement public direct complètement un vaste éventail de politiques gouvernementales en stimulant la mise en oeuvre de programmes spécifiques destinés à atteindre les objectifs énergétiques du Canada. Cet investissement permet non seulement au Gouvernement de connaître et de percevoir encore mieux les risques et les possibilités de l'industrie énergétique, mais il l'aide à assurer que ces réalités soient bien reflétées dans les politiques gouvernementales dans ce domaine.

La présence de Petro-Canada dans ce champ d'activité ne signifie pas un retrait d'opportunités pour l'investisseur privé. Au contraire, elle a pu augmenter le nombre de ses projets en s'associant avec des groupes de l'industrie désireux de

commettre les investissements nécessaires pour atteindre les objectifs énergétiques du Canada. La présence de Petro-Canada permet une plus grande participation canadienne dans cette industrie de toute première importance. Elle a mobilisé une puissance financière publique pour promouvoir des activités de très haute priorité dans le domaine énergétique. La Société administre ces investissements énergétiques publics que l'industrie avait prié le Gouvernement de faire pour certains projets où cette dernière avait besoin d'assistance. Dans ses deux années d'existence, Petro-Canada a participé à des projets conjoints avec le secteur privé afin d'ajouter l'expertise et les ressources requises pour réaliser les objectifs énergétiques nationaux. Des firmes privées ont fréquemment invité Petro-Canada à les joindre dans des programmes dont la dimension, le calendrier et les risques requéraient la participation de plusieurs compagnies afin que les coûts encourus ne dépassent pas la capacité de payer des participants individuels.

Ce qui a fortement motivé les activités de Petro-Canada est le rôle d'agent-catalyseur qu'elle joue en stimulant de nouvelles initiatives et énormément l'approvisionnement énergétique du Canada ou assurer que l'on étudie adéquatement d'autres options avant de conclure des engagements à long terme sur une grande échelle. Ce rôle implique que la Société participe à certaines dépenses visant à tester la faisabilité de nouveaux projets et à stimuler l'intérêt du secteur privé en leur faveur.

Ainsi peut-il devenir possible pour Petro-Canada d'atteindre les buts qu'elle poursuit dans ces projets (entrepris par le secteur privé), que ce soit par sa participation directe ou par ses travaux qui soulignent et évaluent les options importantes, le tout facilitant la prise de décisions gouvernementales. La société Petro-Canada a entrepris des initiatives majeures pour évaluer la faisabilité de plusieurs projets. Par suite de ces



Photo Gaz polaire

4



Photo Panarctic



Mach 2 Film Productions Ltd.



## Exploration

1. Petro-Canada s'est classée 10e au Canada quant au nombre de puits forés en 1977.
2. Les dépenses totales d'exploration ont été de \$60,5 millions en 1977.
3. La Société a participé aux travaux de forage de 13 des 27 puits forés dans les régions éloignées du Canada en 1977.
4. Petro-Canada a été la société qui a participé le plus activement aux dépenses d'exploration sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse en 1977.
5. Petro-Canada est devenue l'unique propriétaire de 3 millions d'acres de terres au nord de la Baie de Barfin, qui contient des possibilités géologiques prometteuses.
6. A la fin de l'année, la Société possédait 93 millions d'acres brutes de concessions au Canada; 15 millions d'acres nettes de terres.
7. En 1977, Petro-Canada a foré un total de 128 puits de délimitation dont 86 produisent du gaz et 18 du pétrole.

## Projets en développement

1. Petro-Canada est le leader du Projet-pilote pour l'Arctique qui enquête sur la faisabilité de transporter du gaz de l'Arctique vers les marchés du Sud via des navires-citernes pour le gaz naturel liquéfié.
2. La Société participe aux travaux du Groupe Gaz polaire qui étudient la faisabilité de transporter le gaz de l'Arctique vers le Sud par pipe-line.
3. Petro-Canada participe également aux travaux de conception du premier puits d'achèvement pour le large dans l'Arctique; la Société mène de plus des études innovatrices sur le mouvement des banquises et travaille avec d'autres associés à développer un nouveau système de forage pour le large dans l'Arctique.
4. La Société a entrepris des études intensives sur les facteurs liés au développement du pétrole lourd, incluant l'exploration, la technologie de production, la récupération améliorée, les systèmes de valorisation et de transmission afin de permettre l'utilisation complète de cette réserve de pétrole pour les besoins des Canadiens.
5. Petro-Canada participe aussi à une entreprise conjointe qui enquête sur la faisabilité de transporter le gaz de l'Ouest canadien vers de nouveaux marchés au Québec et aux Maritimes.
6. A titre d'agent opérateur d'une vaste entreprise conjointe dans les sables pétroliers de l'Alberta, Petro-Canada poursuit un programme actif de recherche et de planification des tests des procédés in-situ pour l'exploitation des sables pétroliers.

## Aspect financier

1. En 1977, Petro-Canada, par ses activités de développement, a ajouté 21 milliards de pieds cubes de gaz à ses réserves. La production totale de gaz en 1977 a été de 32,5 milliards de pieds cubes avant redevance, pour un total de 821,8 milliards de pieds cubes à la fin de l'année.
2. En 1977, Petro-Canada a ajouté 2,9 millions de barils de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel à ses réserves. La production totale de pétrole et de dérivés liquides de gaz naturel en 1977 a été de 10,2 millions de barils pour un total de 151,6 millions de barils de réserves à la fin de l'année.
3. Les ventes de pétrole, de gaz et de dérivés liquides du gaz naturel ont rapporté \$88,7 millions de revenus après redevance.
4. A la fin de l'année, l'avoir consolidé de la Société était de \$878,7 millions consistant en
  - \$ 48,1 millions: actif à court terme
  - \$ 91,8 millions: placement dans Panarctic Oils Ltd.
  - \$259,1 millions: placement dans Syncrude
  - \$479,7 millions: autres immobilisations.



- Petro-Canada en est à sa deuxième année d'existence.
- Ses activités visent à aider la réalisation des objectifs énergétiques du Canada en initiant et en appuyant divers projets, y compris ceux qui sont à la frontière de la viabilité technique et commerciale.
- Tous ses projets ont été entrepris conjointement avec des firmes du secteur privé, désireuses et capables de partager les risques et les opportunités offerts par ces nouveaux projets.
- Son travail et l'investissement public direct dans les projets les plus prometteurs de l'industrie constituent un moyen de mobiliser l'appui financier public et ont fait centrer les travaux techniques sur des projets particuliers et importants comme supplément aux nombreuses politiques gouvernementales qui encouragent les industries énergétiques.
- En poursuivant ces objectifs, Petro-Canada a :
  - géré l'un des plus grands programmes d'exploration du pétrole et du gaz au Canada, avec une emphase particulière dans les régions reculées du pays;
  - étudié la technologie du développement des ressources de pétrole lourd non classique et de sables bitumineux;
  - conçu et évalué des systèmes de transport de l'énergie vers les marchés à partir de régions éloignées et difficiles d'accès;
  - évalué les possibilités de l'étranger qui offrent un approvisionnement assuré d'énergie concurrentielle pour les marchés canadiens qui demeureront dépendants de l'importation pour quelque temps, peu importent les succès remportés dans la technologie canadienne et dans les régions éloignées;
  - révisé les développements technologiques qui pourraient fournir de nouvelles sources d'énergie aux marchés canadiens; et
  - entrepris des travaux de recherche et de développement sur les défis techniques et les possibilités du Canada.
- Comme partie de son mandat gouvernemental, Petro-Canada a également géré les intérêts dans certains projets énergétiques pour lesquels le Gouvernement avait fait des investissements afin d'appuyer les initiatives de l'industrie privée, avant la création de la société Petro-Canada, i.e. Syncrude, Panarctic Oils Ltd. et Gaz polaire.
- Ses activités visent en outre à renseigner davantage le Gouvernement et à le rendre plus sensible relativement aux risques et aux opportunités que le monde des affaires énergétiques du Canada afin d'assurer que les politiques gouvernementales dans le domaine de l'énergie reflètent bien ces réalités.





**Petro-Canada**

le 31 mars 1978

L'honorable Alastair W. Gillespie, C.P., député  
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources  
Chambre des Communes  
Ottawa, Ontario.  
K 1A 0A7

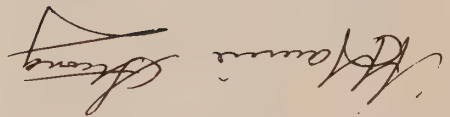
Monsieur le ministre,

Il nous fait plaisir de vous présenter, au nom du Conseil d'administration, le deuxième rapport annuel de Petro-Canada pour l'exercice financier qui s'est terminé le 31 décembre 1977.

Selon les directives de la Loi sur l'administration financière, le rapport inclut le bilan consolidé et les divers états s'y rapportant, ainsi que le rapport des vérificateurs.

Veillez agréer, monsieur le ministre, l'expression de nos sentiments distingués.

Le Président du  
Conseil d'administration,  
MAURICE F. STRONG



Le Président et  
directeur général,  
WILBERT H. HOPPER



## Cadres supérieurs

Wilbert H. Hopper  
Président et directeur général

Joel I. Bell  
Premier vice-président  
Finances et Planification

Andrew Janisch  
Premier vice-président et directeur général  
Opérations

Sam Stewart  
Premier vice-président  
Développement Athabasca

Donald M. Wolcott  
Premier vice-président  
Développement des projets

John M. Godfrey  
Vice-président — Terrains

Ronald P. Havelock  
Vice-président (contentieux), secrétaire

Peter R. Hunter  
Vice-président — Approvisionnement

Robert A. Meneley  
Vice-président — Exploration

William Morrow  
Contrôleur

David P. O'Brien  
Conseil général

James Scurr  
Vice-président — Ressources humaines

Leonard M. Youell  
Trésorier — administrateur

## Siège social

Place Canada  
407 - 2e rue sud-ouest  
Calgary, Alberta

Adresse postale  
Boîte postale 2844  
Calgary, Alberta

T2P 2M7  
Calgary, Alberta

Téléphone  
403 - 264-7015

Télex  
03825753

Bureau d'Ottawa

350, rue Sparks  
Suite 306  
Ottawa, Ontario

Téléphone  
K 1R 7S8

613 - 238-8951

Télex  
0534135

## Vérificateurs

Pear, Marwick, Mitchell & Cie  
Calgary, Alberta  
Canada

## Conseil d'administration

1 \* Maurice F. Strong  
Président du Conseil d'administration  
Petro-Canada  
Calgary

2 \*\* Donald Harvie  
Vice-président du Conseil d'administration  
Petro-Canada

Président  
The Devonian Group of Charitable  
Foundations  
Calgary

3 L'honorable John B. Aird, O.C., C.R.  
Associé principal  
Aird et Berlis  
Toronto

4 \*\* J.-Claude Hébert  
Président du Conseil d'administration  
Bombardier — MLW Ltée  
Montréal

5 \*\* Wilbert H. Hopper  
Président et directeur général  
Petro-Canada  
Calgary

6 Arthur Kroeger  
Sous-ministre  
Ministère des Affaires indiennes  
et du Nord canadien  
Ottawa

7 \*\* Gordon M. MacNabb  
Sous-ministre  
Ministère de l'énergie, des Mines et des  
Ressources  
Ottawa

8 ‡ David McD. Mann  
Associé  
Cox, Downie, Nunn and Goodfellow  
Halifax

9 T. K. Shoyama  
Sous-ministre  
Ministère des Finances  
Ottawa

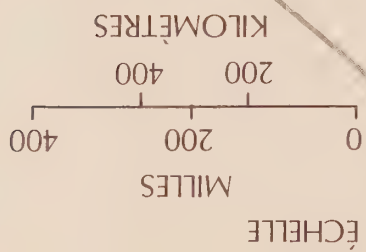
10 ‡ Donald G. Willmot  
Président du Conseil d'administration  
La Compagnie Molson Limitée  
Toronto

\* Président du Comité exécutif  
\*\* Membre du Comité exécutif  
‡ Président du Comité de vérification  
‡ Membre du Comité de vérification



# LÉGENDE

- Terres appartenant à Petro-Canada
- Champs gazier
- Sables pétroliers de l'Alberta
- Pipe-line "Gaz polaire"
- Projet-pilote pour l'Arctique (Route pour le G.N.L.)
- Projet Q & M







RAPPORT ANNUEL 1977

Petto·Canada

Petto·Canada

Petto·Canada

Petto·Canada

Petto·Canada

CAI  
PET  
-A56



# Petro-Canada

## Annual Report 1978



## Board of Directors

as at December 31, 1978

**Wilbert H. Hopper**  
Acting Chairman of the Board,  
President and Chief Executive Officer,  
Petro-Canada  
Calgary

**Donald Harvie**  
Deputy Chairman of the Board,  
Petro-Canada,  
Chairman,  
The Devonian Group of  
Charitable Foundations,  
Calgary

**Hon. John B. Aird, O.C., Q.C.**  
Senior Partner,  
Aird and Berlis,  
Toronto

**Marshall A. Cohen**  
Deputy Minister,  
Energy, Mines and Resources,  
Ottawa

**J. Claude Hébert**  
Business Consultant,  
Montreal

**Arthur Kroeger**  
Deputy Minister,  
Indian and Northern Affairs,  
Ottawa

**David McD. Mann**  
Partner,  
Cox, Downie, Nunn and Goodfellow,  
Halifax

**T. K. Shoyama**  
Deputy Minister,  
Finance,  
Ottawa

**Donald G. Willmot**  
Chairman of the Board,  
The Molson Companies Limited,  
Toronto

appointed March 9, 1979

**William C. Hood**  
Deputy Minister,  
Finance,  
Ottawa

**Ian A. Stewart**  
Deputy Minister,  
Energy, Mines and Resources,  
Ottawa

## Senior Personnel

as at December 31, 1978

**Wilbert H. Hopper**  
President and Chief Executive Officer

**Joel I. Bell**  
Senior Vice-President —  
Finance and Planning

**Andrew Janisch**  
Senior Vice-President and  
Chief Operating Officer

**Sam Stewart**  
Senior Vice-President —  
Athabasca Development

**Donald M. Wolcott**  
Senior Vice-President —  
Project Development

**John M. Godfrey**  
Vice-President — Land

**Ronald P. Havelock**  
Vice-President — Law and Secretary

**Joseph W. Martinelli**  
Vice-President — Production

**Robert A. Meneley**  
Vice-President — Exploration

**William Morrow**  
Controller

**Robert Niven**  
Vice-President — Corporate Planning

**David P. O'Brien**  
General Counsel

**James Scurr**  
Vice-President — Human Resources and  
Corporate Administration

## Head Office

P.O. Box 2844  
Calgary, Alberta  
T2P 2M7  
403-232-8000  
Telex: 03825753

**Ottawa Office**  
350 Sparks Street  
Suite 306  
Ottawa, Ontario  
K1R 7S8  
613-238-8951  
Telex: 0534135

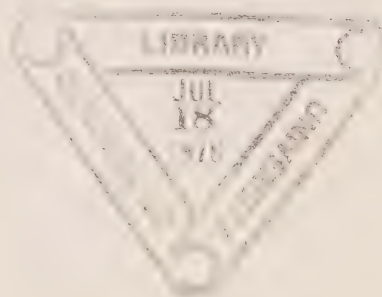
## AUDITORS

Peat, Marwick, Mitchell & Co.  
Calgary, Alberta  
Canada

## Subsidiaries

as at December 31, 1978

Petro-Canada Exploration Inc. — 100%  
Petro-Canada Industries Inc. — 100%  
Petro-Canada Inc. — 100%  
Petro-Canada Consulting  
Corporation — 100%  
Pacific Petroleums — 51.6%





March 31, 1979

The Honorable Alastair Gillespie, P.C., M.P.  
Minister of Energy, Mines and Resources  
House of Commons  
Ottawa, Canada  
K1A 0A7

Dear Minister:

On behalf of the Board of Directors, I am pleased to present this 1978 Annual Report of Petro-Canada for the fiscal year ended December 31, 1978.

In accordance with the provisions of the Financial Administration Act, the Report includes the Consolidated Balance Sheet and the related statements together with the auditor's report thereon.

I wish on behalf of the Board and management of Petro-Canada to thank Maurice F. Strong, the founding President and Chairman of the Corporation for the significant contribution he has made to the initial important years of Petro-Canada's development. I would also like to express my appreciation to Gordon M. MacNabb, a founding director, who with Mr. Strong, resigned from the Board in 1978.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "W. H. Hopper".

W. H. Hopper  
Chairman of the Board and  
Chief Executive Officer

# Corporate Summary

Petro-Canada's third year was marked by a very substantial event along with its continuing exploration and development activities. In early November, the Corporation purchased the controlling interest in Pacific Petroleum Ltd., a Calgary based oil and gas company. The subsequent acquisition of all the shares of Pacific in early 1979 makes the transaction, at a cost of approximately \$1.5 billion, the largest acquisition ever made in Canada. With this acquisition added to its other assets and activities, Petro-Canada becomes a significant oil and gas producer and an integrated company with a small presence in refining and marketing. In fact, Petro-Canada becomes the largest of the Canadian-owned companies in the industry, albeit smaller than other large companies operating in Canada.

This acquisition is a major step in the development of Petro-Canada and provides a cash flow to help support the longer-term and higher-risk frontier exploration and technology development projects which are important for Canada's future energy supplies. Petro-Canada now has a meaningful presence in the active areas of the oil and gas business as well as an active presence in longer-term Canadian energy ventures.

The year also saw a continued and growing level of activity in frontier exploration and new development projects which have dominated the Corporation's budget and priorities from its inception.

While the anxieties which surrounded the world energy scene in 1973 may have lessened, there is still cause for concern for the future supply of reasonably priced Canadian energy. Continued instability in the Middle East and rapid increases in world oil prices are a constant reminder to Canada that security of energy supply must be a crucial national priority.

The successful response to the concerns for security of supply by governments and industry has lessened the immediacy but has not dealt with the long range problem. Positive governmental policies in pricing, incentives and other areas have resulted in record exploration activity and an increase in supply, most noticeably gas. The discoveries of gas at Elsworth and oil at West Pembina show that there are hydrocarbons yet to be found in the Western Canada Sedimentary Basin. To date, they have only marginally contributed to meeting Canada's long term requirements. Petro-Canada believes that substantial efforts must continue to be made in the frontiers, in the search for new facilities and technologies to develop heavy oils and oil sands, and in the investigation of alternative opportunities for bringing energy supplies to Canadian markets. The high-risks, long-lead-times and magnitude of capital investments for these energy projects mean that commitments made on projects now will only begin to affect energy supply late in the 1980's.

## Frontier Activities

Petro-Canada pursued an aggressive frontier program in 1978, again being a significant partner in almost all frontier activities. A discovery wildcat well offshore near Hopedale,

drilled by a consortium in which Petro-Canada holds a major interest, gave cause for renewed optimism for explorers in the Labrador Shelf area. In addition, Petro-Canada continued to be the most active company in Arctic and offshore Nova Scotia exploration. It conducted extensive environmental studies in Baffin Bay in preparation for applying for a permit to drill in the area and moved to become a major participant in future Labrador/Newfoundland exploration activities.

## Technological Development

Petro-Canada in the first two years of its operations put considerable emphasis on the investigation of projects which would, through pushing back technological barriers, open up greater opportunities to increase the supply of reasonably priced energy for Canada. In 1978 these projects became viable alternatives for meeting Canada's energy requirements.

In 1978 Petro-Canada and its partners concluded two years of study on the Arctic Pilot Project and prepared applications to regulatory authorities for permission to proceed with construction.



A major breakthrough in Arctic resource development was the successful underwater completion of Drake F-76 demonstrating for the first time that Arctic gas could be produced from offshore.

The Corporation, in concert with the Alberta Gas Trunk Line Company Limited concluded a two year \$4.6 million study of the possibility of extending the Canadian gas pipeline system from its present terminus at Montreal through to Quebec and the Maritimes. The Q & M project has been submitted by AGTL to the National Energy Board for approval. Petro-Canada retains the right to take a 20% equity interest in the project if it is approved.

Although Petro-Canada is not a direct participant in its application to the National Energy Board, the Corporation continued to support related research studies of the Polar Gas project in 1978.

Petro-Canada has assigned a significant role to oil sands and heavy oils development in its activities. In October, Petro-Canada, Gulf Canada Limited and the Saskatchewan Oil and Gas Corporation reached an agreement with the Saskatchewan government on a major program of heavy oil exploration, development and enhanced recovery in Saskatchewan.

In November, 1978, Petro-Canada and its partners in the PCE group signed an agreement with Japanese interests directed at developing economical in-situ recovery

processes for the group's 1.2 million acres of leases in the Alberta Oil Sands. The field pilots and research activity associated with this project will help develop the technologies necessary to turn this vast resource base into an economic source of energy.

The Corporation is also investigating the potential of developing oil sands properties by the drilling of horizontal wells into oil sands zones in a mine assisted in-situ program (MAISP).

The Syncrude project, in which Petro-Canada has a 15 per cent interest, commenced operation in 1978 and was officially opened in September.

### Research and Development

Petro-Canada, since its inception, has expressed a keen awareness of the importance of research and development oriented to Canadian energy problems and opportunities as a significant factor in contributing to Canada's energy supply. In December, the Corporation began construction of a \$10 million research facility in Calgary. Activities at the centre, scheduled for completion in late 1979, will be directed towards specific Canadian energy-related research concerns, particularly in the areas of

exploration and production in the frontiers, enhanced recovery, oil sands and heavy oil development. The facility will provide the means to increase Canada's research effort and will provide substantive opportunities for both professional and technical growth of petroleum-related research for Canadian scientists.

Petro-Canada continues to examine and develop an appropriate role for the Corporation in searching for ways to ensure that renewable energy sources are developed to make a contribution to Canada's energy supply.

### International Activities

Petro-Canada continues to pursue international activities where it believes such activities will secure access to future energy supplies and where Petro-Canada might assist the Canadian Government or private Canadian companies to pursue opportunities in the international field.

In June of 1978 Petro-Canada agreed to advise the Canadian International Development Agency in a program of assistance for Pakistan's energy development program.



Petro-Canada has also applied, in competition with other major corporations, to the Norwegian government for an interest in various blocks of land in the North Sea now available for exploration permits.



The Corporation is pursuing research and development studies on various technologies for heavy oil upgrading in conjunction with Venezuela's national oil company, *Petróleos de Venezuela*, to develop the vast reserves of oil sands and heavy oil that exist in both countries.

Petro-Canada and its partners have been invited to make submissions with respect to offshore oil exploration in the People's Republic of China.

Finally, Petro-Canada is holding discussions with Mexico's national oil company, *Petróleos Mexicanos* (PEMEX) regarding the best way for Canada to secure future oil supplies from that country.

In a world which has become increasingly aware of the strategic importance of energy supplies, state-to-state relationships may well play an increasingly important role in the worldwide allocation of energy resources. In addition, there are no Canadian companies engaged in foreign exploration with the specific purpose of bringing oil to Canadian markets. By its own efforts, as well as by assisting Canadian companies in such ventures where access might otherwise be difficult for them, Petro-Canada hopes to advance Canadian interests in the world energy scene, recognizing that Canada will have to rely on foreign sources for some part of its energy supplies for the foreseeable future.

### Environmental and Social Affairs

Petro-Canada is continuing to implement its policy of minimizing the negative impact and maximizing the positive benefits of its projects relative to both the physical environment and the local communities where it operates. Environmental and social concerns are integrated in every phase of corporate activity and Petro-Canada includes local people in project planning through active programs of community liaison.

In January of 1978, Petro-Canada was among the first of many companies to sign agreements providing native communities in northern Alberta access to employment, education, and participation in activities in the area. In the Baffin Bay region, Petro-Canada's Eastern Arctic Marine Environmental Studies (EAMES)

program is keeping local communities up-to-date on its activities, and ensuring that local employment and local entrepreneurial activity is encouraged. A substantial program has been undertaken by the Corporation to inform and include Inuit communities and associations in the Arctic Pilot Project. In addition to its on-going programs, Petro-Canada maintains industry, government, and international contacts so that its activities are known to others and the most recent advances in the rapidly changing field of environmental and social affairs management are available to the Corporation.

### Human Resources

At year end Petro-Canada employed 850 people. The Corporation continued to develop its human resources programs recognizing that experienced industry personnel are its most important asset.

Petro-Canada recognizes its responsibility as a good corporate citizen. Through its donations programs Petro-Canada has contributed both manpower and financial assistance to local, regional and national charitable organizations and responded to requests from small communities in areas where it has personnel and operations.

# Exploration

In 1978 Petro-Canada continued its exploration activity in the frontier and in the Western Basin.

The Corporation was involved in 16 of 26 wells completed in Canada's frontier regions in 1978.

A total of \$60 million was spent in frontier exploration activities in 1978 bringing total expenditures since inception to \$152 million. The Corporation now has a total of 82 million gross acres of permits in the frontier areas — not including lands held by Panarctic Oils Ltd. in which Petro-Canada has a 45 per cent interest.

In Alberta, successful exploration and delineation drilling continued in the Elmworth-Gold Creek Deep Basin Play, at Utikuma Lake and at Bison Lake. The Corporation spent \$32 million in 1978 on exploration and development activities in the Western Canadian Sedimentary Basin.

## Offshore Nova Scotia

Exploration continued throughout 1978 on a five well farmin program in the Sable Basin to earn Petro-Canada a 30 per cent interest and Kaiser Resources Ltd. a 10 per cent interest in a significant block of Mobil Oil Canada Ltd. land. Four wells were completed in 1978. Drilling at Venture D-23, the final well of the

program, was progressing at year end. The Thebaud I-94 well, a stepout to an earlier discovery, confirmed the extension of a gas bearing sand found in the original discovery. The Migrant N-20 and Cohasset L-97 wildcat wells found minor shows of gas. The Cohasset P-42 well, a stepout to an earlier well which tested oil, was unsuccessful.

An important but unsuccessful wildcat test was drilled by Petro-Canada and Chevron Standard Limited on Shell Canada Resources Limited land at Acadia K-62 with the *Ben Ocean Lancer*, a dynamically-positioned drillship in 864 metres of water. This was the first use of such sophisticated drilling equipment in water of this depth in Canada.

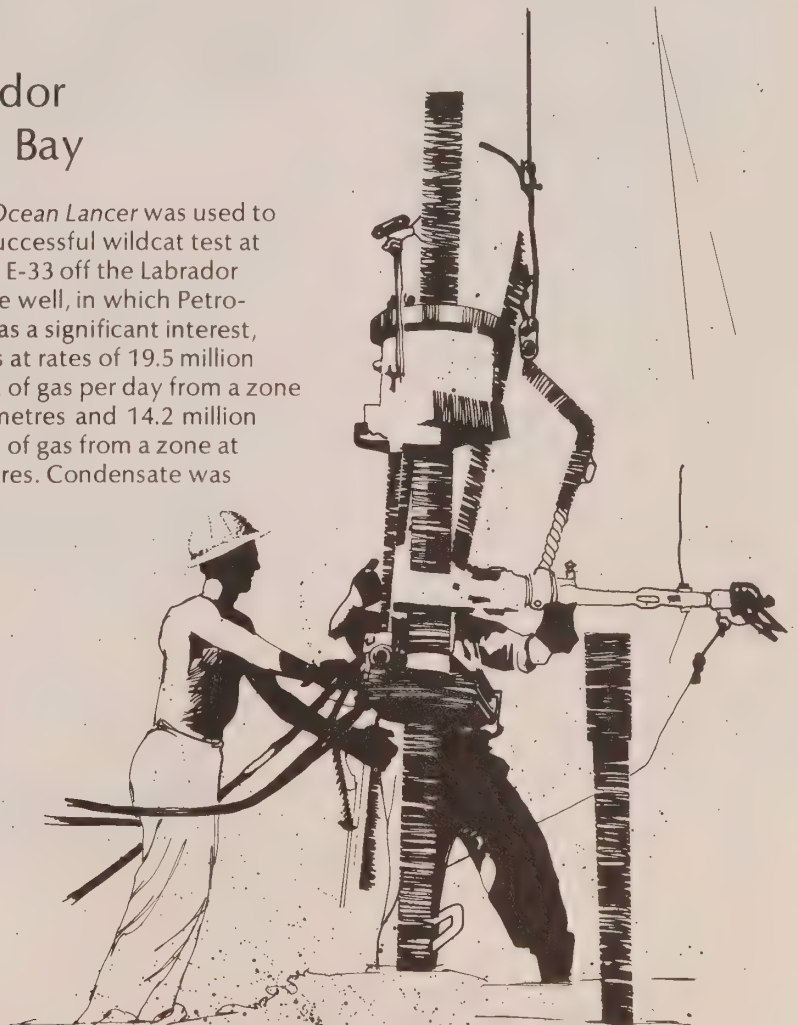
## Labrador Baffin Bay

The *Ben Ocean Lancer* was used to drill the successful wildcat test at Hopedale E-33 off the Labrador Coast. The well, in which Petro-Canada has a significant interest, tested gas at rates of 19.5 million cubic feet of gas per day from a zone at 1 983 metres and 14.2 million cubic feet of gas from a zone at 1 948 metres. Condensate was

produced with the gas at rates ranging from 300 to 500 barrels per day. Further drilling will be undertaken in 1979 to evaluate the significance of this wildcat discovery.

As a result of seismic and site specific environmental surveys which were carried out in 1978 and earlier years, Petro-Canada will be involved in several exploration programs in 1979 in other offshore East coast areas.

Petro-Canada participated in seismic surveys off the Labrador coast in the Fogo/Hare Bay area, with a group operated by British Petroleum, to select drilling sites for 1979.





In Baffin Bay, Petro-Canada as operator of the EAMES Project conducted an extensive regional environmental and site specific environmental program costing \$7.0 million. Studies involving ice movements, water currents and other aspects of the operating environment were carried out to determine appropriate safety requirements. North Baffin Bay represents a highly prospective, but as yet undrilled, sedimentary basin in which natural live oil seepages are present, and where a number of large potential structures have been mapped.

## Arctic and N.W.T.

Petro-Canada, on its own or through its interest in Panarctic Oils Ltd., was involved in 8 of the 9 wells drilled in 1978 in the Arctic Islands. Two wells were drilled with the Arctic Islands Exploration Group (Panarctic Oils Ltd., Petro-Canada, Esso Resources Canada Limited and Gulf Canada Limited), one of which resulted in a small gas discovery at Roche Point 0-43. Two additional unsuccessful wells were drilled by Panarctic on Melville and Bathurst Islands in an effort to discover onshore gas reserves.

A significant step toward commercial development of Arctic gas reserves was made with the successful completion of an offshore well in the Drake Point gas field at Drake F-76. This well was flow tested at rates of up to 75 million cubic feet of gas per day. It confirmed the excellent producing



characteristics of the reservoir as well as the feasibility of connecting offshore wells by pipeline to onshore gas treatment facilities.

One well was drilled by Dome Petroleum in the Beaufort Sea at Natsek E-56, under a farmout agreement which will require Dome to drill two wells to earn part of Petro-Canada's interest in 643 000 acres. This well, which was started in 1977, was drilled to a depth of 2 695 metres in 1978 and will be drilled to final total depth in 1979.

## Western Canada

In Alberta, exploratory efforts were focused on lands already owned by the Corporation. During 1978, a total of 44 exploratory and delineation wells were completed as part of a

major western basin program. As part of an active industry exploration effort in the Gold Creek-Elmworth area, Petro-Canada and its partners have drilled twelve wells, ten of which have been completed as gas wells. Of significance is the Lator 2-29 well, a gas discovery tested at a rate of 6 million cubic feet per day. Additional drilling and reservoir studies are in progress to fully evaluate the volume of this new gas discovery.

At Bison Lake, four successful wells were drilled during a six well program to evaluate a wholly-owned Petro-Canada shallow gas pool. Drilling continued in the Hanlan area where a gas discovery was made in 1977.

In the Utikuma Lake area four exploratory wells were drilled, one of which was a successful oil well.

In other areas, a gas discovery was made at Betts Creek and a bitumen saturated reservoir was found in the Golden Lake area.

To accelerate the exploration and development of heavy oil reserves, Petro-Canada, Gulf Canada Limited and the Saskatchewan Oil and Gas Corporation entered into an agreement with the Government of Saskatchewan which could involve the expenditure of \$99 million over an eight year period on exploration, development and enhanced recovery projects. The consortium will earn a maximum of 162 500 acres from an initial selection of 500 000 acres of Crown lands.

# Production and Operations

## Conventional Production

During 1978 revenue from sales of crude oil, natural gas liquids and natural gas increased compared to 1977. Despite this, the

Corporation's crude oil, natural gas liquids and gas production was less than capacity reflecting continued prorationing to compensate for market constraints.

The construction of the Connorsville gas plant in southwestern Alberta, in which Petro-Canada as operator has a fifty per cent interest, was completed and the plant was put on stream in 1978.

Construction of another Petro-Canada operated gas plant was also well under way at year end at Paddle Prairie in northwestern Alberta. This plant, designed to process 30 million cubic feet of natural gas per day, will be completed the first part of 1979.

As a part of its development drilling program, Petro-Canada participated in 174 gross wells. This compares to 128 gross wells in 1977.

## Production

The Corporation's production of oil and natural gas liquids averaged 27.2 thousand barrels per day before royalty.

Gas production averaged 83.6 million cubic feet per day before royalty.

## Reserves

In 1978 Petro-Canada completed an extensive reserves evaluation. At year end after 1978 production and reserves additions the Corporation estimated reserves before royalty of 143 million barrels of oil and natural gas liquids compared to 151.6 million barrels at the end of 1977.

The Corporation's estimated gas reserves at year end after production and reserves additions were 878 billion cubic feet before royalty. This compares to 1977 reserves of 821.8 billion cubic feet before royalty.



# Syncrude Canada

During 1978, a major milestone was reached by Syncrude Canada Ltd. (in which Petro-Canada has a 15 per cent interest) with the completion of construction and the commencement of plant start-up. The first synthetic crude oil product entered the Alberta Oil Sands pipeline on July 30. By year-end, synthetic crude shipments to the pipeline totalled 3.6 million barrels. The Syncrude project was officially opened on September 15, 1978, at a ceremony attended by Federal, Alberta, Ontario and industry representatives.

Petro-Canada's 1978 net expenditures of \$78.7 million, (after start-up costs and net of product revenue) brought its total expenditures in the Syncrude project to \$337.8 million at year-end. Estimated total cost of the project is



\$2.3 billion, including post-start-up construction alterations, but excluding the related utilities plant and pipelines which are not directly owned by the participants. Gross revenue earned by Petro-Canada was much lower than expected due to plant start-up problems that resulted in lower production for the year.

In 1978, amendments to the Petroleum Administration Act allowed synthetic crude production from the Syncrude project to be sold at international prices.

# Arctic Pilot Project

On January 17, 1979 Petro-Canada and its partners, AGTL and Melville Shipping Ltd. (composed of Federal Commerce & Navigation Co. Ltd., Canada Steamship Lines Ltd. and Upper Lakes Shipping Ltd.) applied to various regulatory authorities for permission to proceed with the Arctic Pilot Project. The project will be the first of its kind to move Arctic resources to the south on a year round basis. Hearings are expected to commence late in 1979.

The project involves the production of gas from eight onshore wells, pipelining it 160 km to the southern shore of Melville Island, liquefying and shipping it to a southern terminus in Eastern Canada for regasification and use. The two ice-breaking carriers are built to Arctic Class 7 standards and have a capacity of 140 000 cubic metres of liquefied natural gas. Total cost of the project will be approximately \$1.5 billion. Petro-Canada is currently seeking purchasers for the gas and arranging a supply contract with the owner of the gas. The production of the project will be 250 million cubic feet of gas per day.

Extensive studies over two years costing \$11 million were undertaken into the technological, environmental and safety aspects of the project prior to filing.

# PCE Project

In November, 1978, the PCE Group, consisting of Petro-Canada, Canada-Cities Service Ltd., and Esso Resources Canada Limited executed a three phase, 15 year farmout agreement with Japan Canada Oil Sands Limited (JACOS) whereby JACOS could earn an undivided 25 per cent interest in 34 leases covering 1.25 million acres in the in situ portion of the Athabasca Oil Sands Deposit. In addition, JACOS will earn rights to an in situ recovery method, owned by the PCE Group, known as the electric preheat/steam drive process.

The group, with Petro-Canada as operator, has been investigating the feasibility of the electric preheat/steam drive process for a number of years. The group has begun plans to test the process under field conditions in a small pilot approximately 40 km south of Fort McMurray. Construction of the pilot plant is scheduled to begin in May, 1979, with plant start-up expected in mid 1980.

In addition to basic research required to support the field pilot, during 1978 the PCE Group continued its systematic program to evaluate the in place reserves on the 34 leases by drilling 16 core holes. This program will continue drilling an additional 87 core holes over the next three years.



# Purchase of Pacific Petroleum Ltd.

On November 10, 1978 Petro-Canada commenced the first step in the largest acquisition ever made in Canada. On that date, the Corporation purchased from Phillips Petroleum Co. of Bartlesville, Oklahoma a block of 10,326,321 shares of Pacific Petroleum Ltd. of Calgary for a price of \$55.50 (U.S.) which was the equivalent on that date to \$65.02 (Cdn.) per share. The Corporation announced that it had finalized arrangements to raise \$1.25 billion (U.S.) from a group of Canadian chartered banks by the sale of preferred shares in a subsidiary of Petro-Canada.

At year end Petro-Canada owned 11,497,519 common shares of Pacific Petroleum — slightly in excess of 50 per cent of the common shares outstanding.

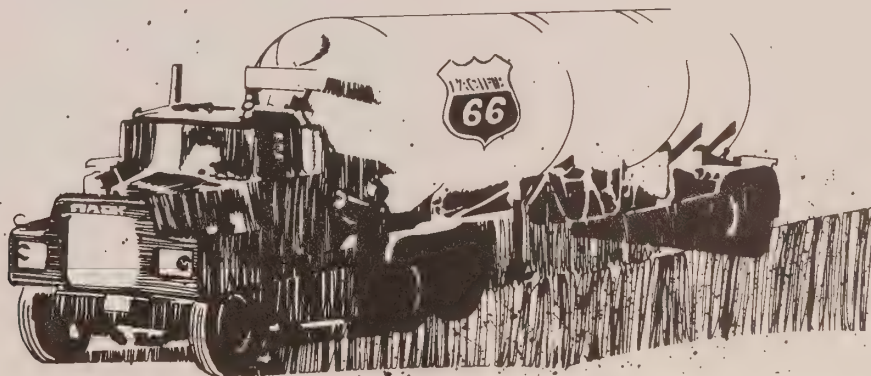
The fundamental goal of Petro-Canada in proceeding with the acquisition of Pacific Petroleum was to become a significant and balanced presence in Canada's oil and gas industry. The first three years of Petro-Canada's activity and expenditures have been predominantly and disproportionately oriented to high-risk, long-lead-time projects. Its investments in the Syncrude Project, Panarctic and the Polar Gas Project, taken over at the request of the

Government of Canada, do not provide an immediate cash return, nor does the investment in frontier exploration, technological development projects and initiatives in the search for new energy opportunities. These activities, undertaken in the pursuit of the Corporation's mandate are, as participation by private sector partners shows, well within the same business parameters of the industry, but only when they are balanced by less risky and profitable immediate returns. While still devoting a comparatively large part of its budget to the longer-term projects when viewed by purely commercial standards, Petro-Canada now has greater immediate cash flow to help support these activities. The Corporation now has a meaningful presence in exploration and production and some involvement in other aspects of the Canadian oil and gas industry.

Pacific Petroleum Ltd. not already owned by it at \$65.02 (Cdn.) net per share in cash. On January 17, 1979 the Board of Directors of Pacific, based on an independent evaluation of the shares, recommended acceptance of the offer. On March 12, 1979 Petro-Canada announced that its offer was closed. At that time the Corporation had acquired 96 per cent of the shares to which the offer applied or 98 per cent of all the shares of Pacific. Petro-Canada also announced that the Corporation intended to exercise the right to acquire, pursuant to the provisions of the Canada Business Corporations Act, the shares held by those shareholders who had not yet tendered their shares pursuant to the offer.

## Subsequent Events

On January 15, 1979 Petro-Canada announced that it would make a tender offer for any and all shares of

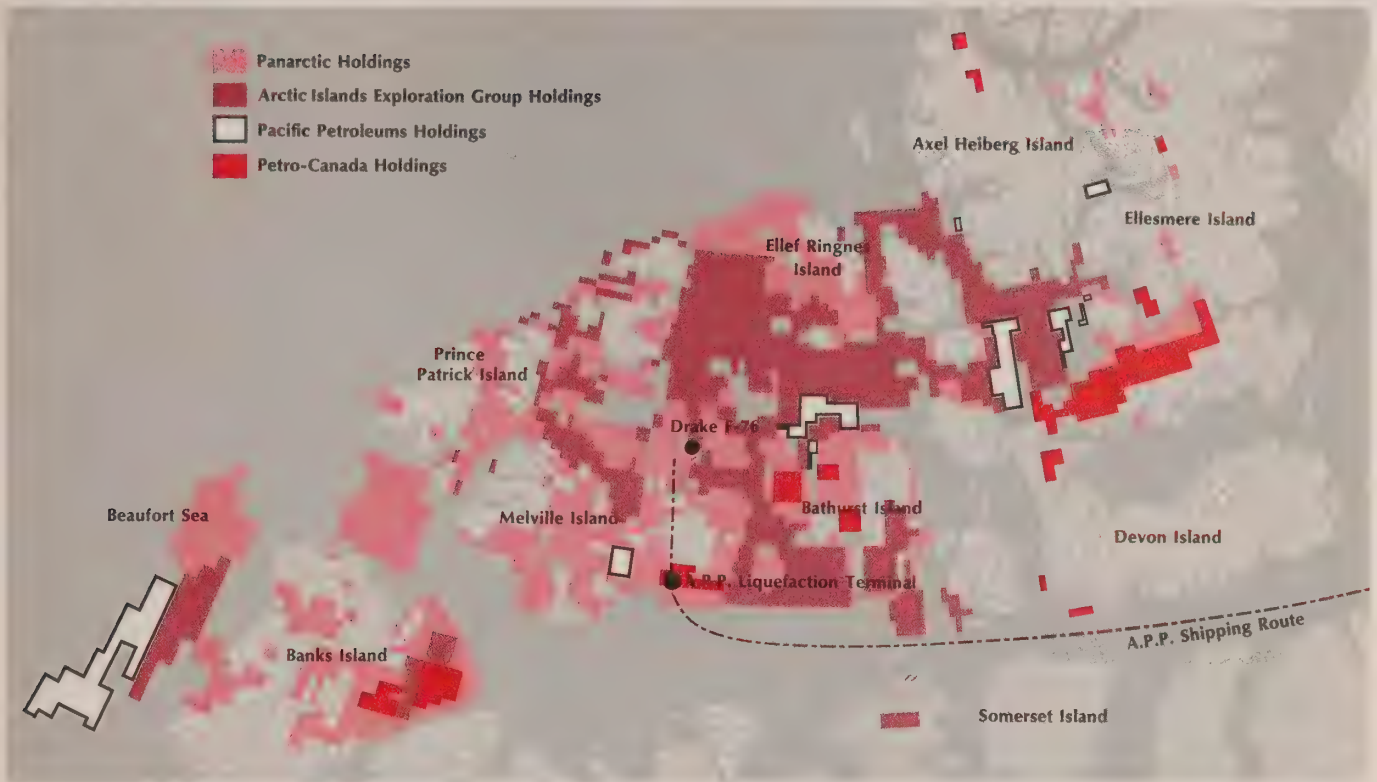


# Combined Operations

While Petro-Canada did not acquire control of Pacific until late in 1978, a full description is presented with the activities of Petro-Canada to give a more effective understanding of the nature and magnitude of the Corporation's future operations. The reported financial results, however, only account for 51.6 per cent of Pacific being owned by Petro-Canada and only take account of the financial results of the acquisition from November 11, 1978, the effective date on which Petro-Canada acquired control.

Petro-Canada, after the acquisition, has become one of the most significant Canadian-owned corporations involved in the oil and gas business in Canada. The Corporation is now involved in frontier exploration, technology development, major conventional production areas, new Western Basin exploration plays and some downstream operations in refining, marketing and transportation.





## Exploration

The acquisition of Pacific Petroleum further augments the substantial land position of the Corporation. Of particular interest is the significant acreage in currently producing western sedimentary basin areas which complements Petro-Canada's substantial frontier exploratory acreage. The Corporation acquires a significant interest in three exciting areas in the Western Basin; interest in 66 600 gross acres in the Elmworth area, varying interests in 27 000 acres in West Pembina and rights to explore in a portion of the Primrose Range.

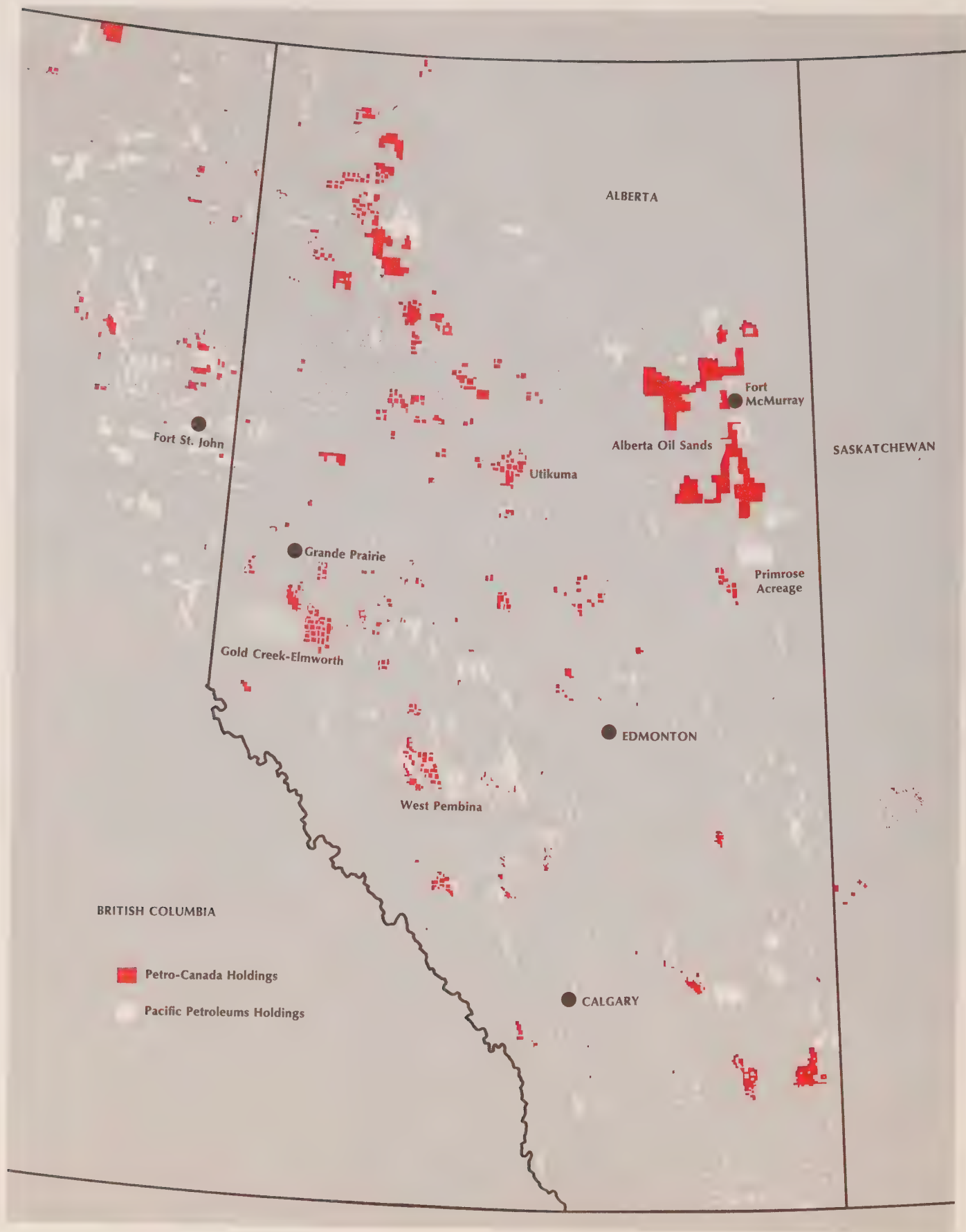
These, added to Petro-Canada's interests in the Elmworth-Gold Creek area and in Utikuma, provide an opportunity to explore and develop challenging potential areas in the Western Basin. Petro-Canada will pursue these exploration activities vigorously since they have the potential to increase its productive capacity and reserves within a relatively short-time frame and at relatively low cost in comparison with frontier activities.

In the frontiers, the acquisition brings a further interest in exploration leases in the Beaufort Sea, the Arctic Islands and the Labrador Shelf.

The combined wells drilled graph gives an indication of the level of activity undertaken by the companies.

The acquisition of Pacific will for the first time give Petro-Canada concrete international exploration interests in the United States, in the Spanish Mediterranean where discoveries are nearing production, and in the United Kingdom, both offshore and on the mainland.





# Oil Sands and Heavy Oil

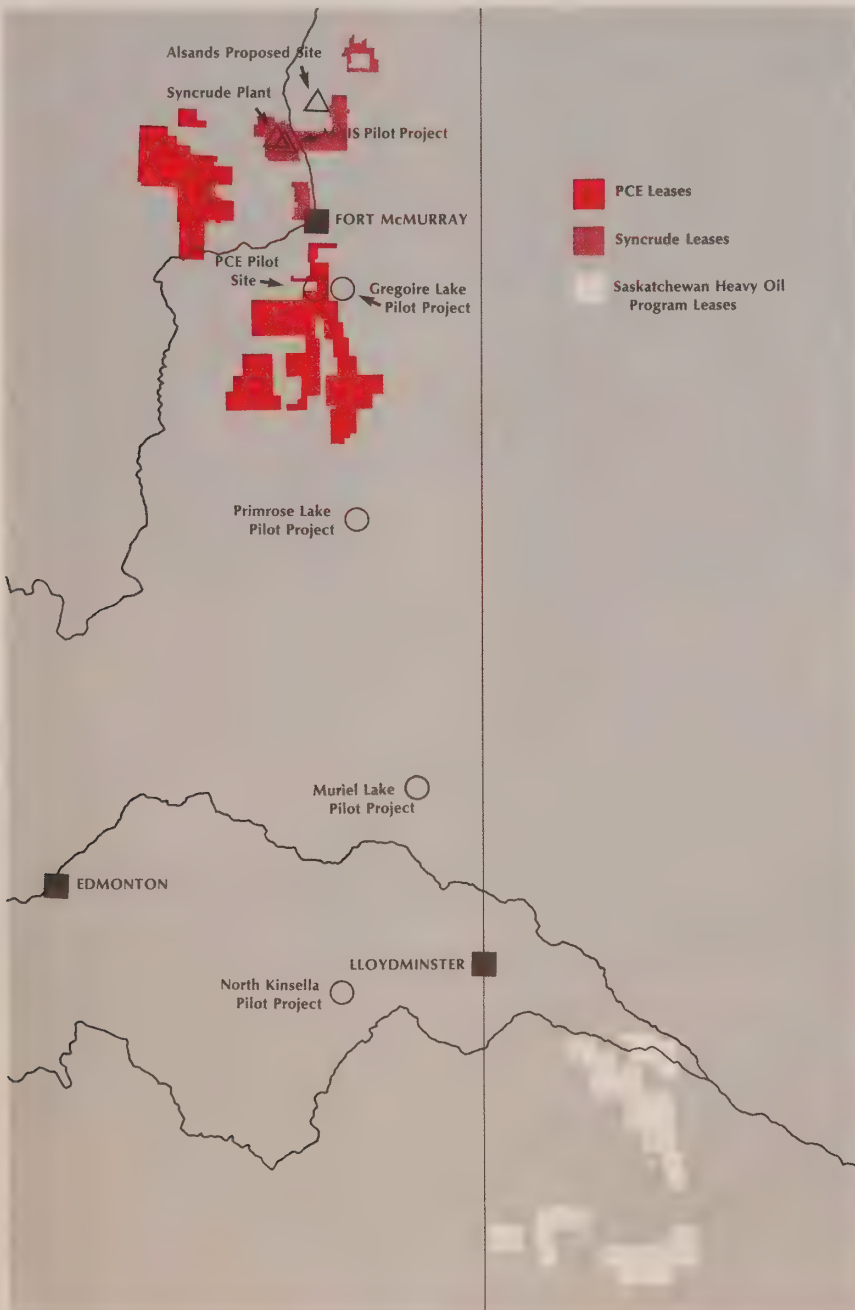
Petro-Canada has, in pursuing its mandate to work to assure energy self-reliance for Canada, attached significant importance to the development of Canada's enormous oil sands and heavy oil reserves. The exploration and development of oil sands and heavy oil requires efforts

which must be pursued on many fronts. Petro-Canada through its participation in Syncrude, the PCE project, the MAIS project and the Saskatchewan conventional heavy oil program, has vigorously pursued the development of oil sands and heavy oils. The acquisition of Pacific brings Petro-Canada into six more major oil sands and heavy oil activities.

The Corporation, through its acquisition, becomes a member of the Alsands group which is currently planning to build a third oil sands mining plant in the Alberta Oil Sands.

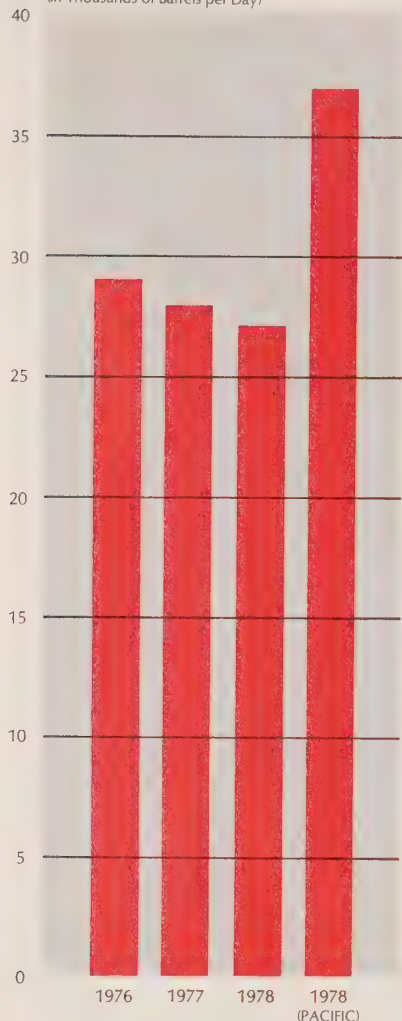
In the in-situ area of the oil sands, Petro-Canada will, with its acquisition, also become involved in a Forward Combustion and Water Flood pilot project at Gregoire Lake, a steam stimulation pilot at Muriel Lake, a steam/air injection pilot in the North Kinsella field, and an exploratory development program near Primrose Lake in the Cold Lake oil sands deposit.

As well as its involvement in the Saskatchewan heavy oil program, Petro-Canada will assume leadership of a group of companies investigating the economics of building a plant to upgrade heavy oil into feedstock that could be used by existing Canadian refineries — supplementing work which the Corporation has already done in the investigation of heavy oil upgrading.



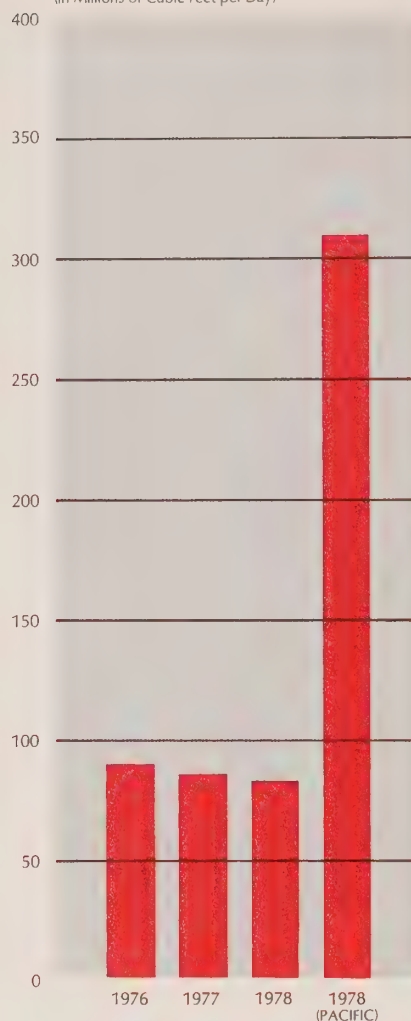
## PRODUCTION VOLUMES

CRUDE OIL & NATURAL GAS LIQUIDS  
(in Thousands of Barrels per Day)



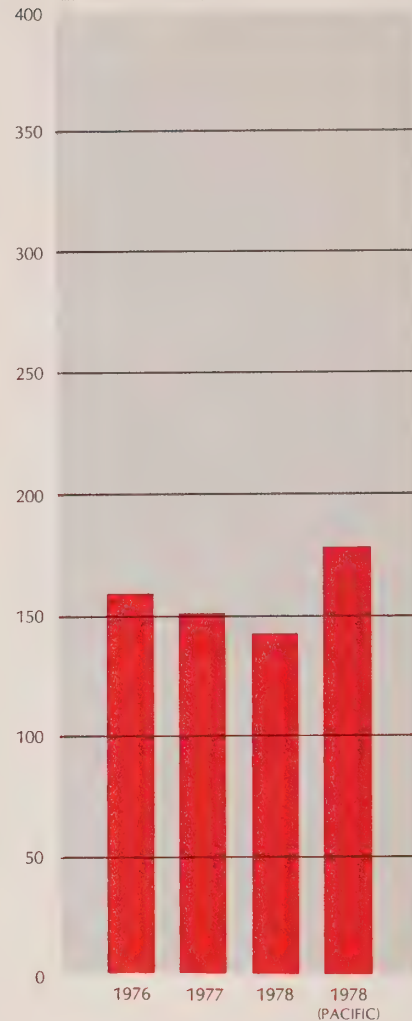
## PRODUCTION VOLUMES

NATURAL GAS  
(in Millions of Cubic Feet per Day)



## RESERVES

CRUDE OIL & NATURAL GAS LIQUIDS  
(in Millions of Barrels)



## Production

The production summary graphs provide production levels of oil and natural gas liquids for the past three years for Petro-Canada and for the year 1978 as reported by Pacific. Total production of oil and natural gas liquids of the combined companies for 1978 was 23.6 million barrels, making Petro-Canada seventh largest in Canada for oil and natural gas liquids production. Total production of natural gas of the combined companies for 1978 was 144 billion cubic feet, making Petro-Canada the second largest in

Canada for natural gas production. The reserves graphs provide basic estimates by both companies of reserves as of year-end 1978:

## Coal/Mining

Petro-Canada has not, to date, been actively involved in either coal exploration or mining activity. The acquisition of Pacific brings to the Corporation several opportunities in

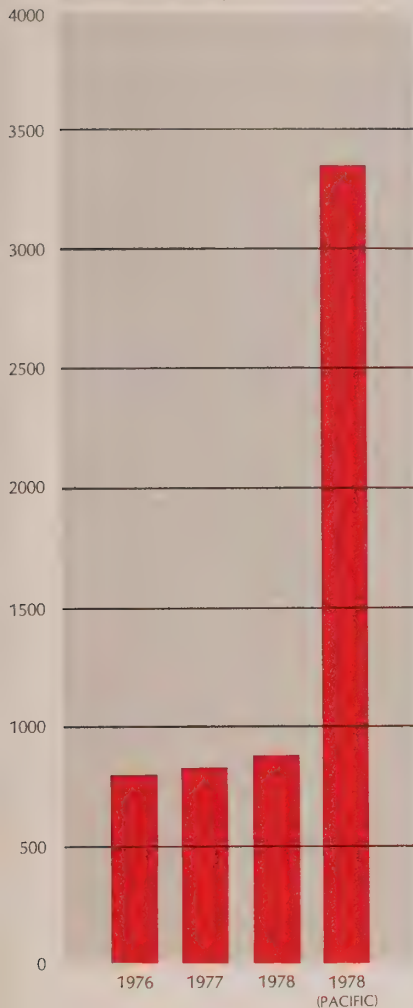
these areas. The Corporation will have a 50 per cent interest in the coal reserves in approximately 74 000 acres at the Monkman Pass metallurgical coal property in northeastern B.C. and an 80 per cent interest in 31 473 acres of thermal coal properties at Lethbridge, Alberta.

In mining, the Corporation acquires an interest in two uranium properties in British Columbia and North Saskatchewan and mining prospects near Pine Point, N.W.T. and in Northern Washington State near the B.C. border.



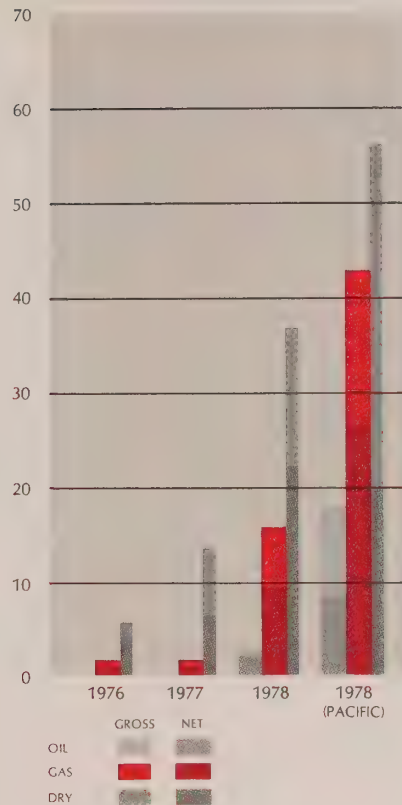
## RESERVES

NATURAL GAS  
(in Billions of Cubic Feet)

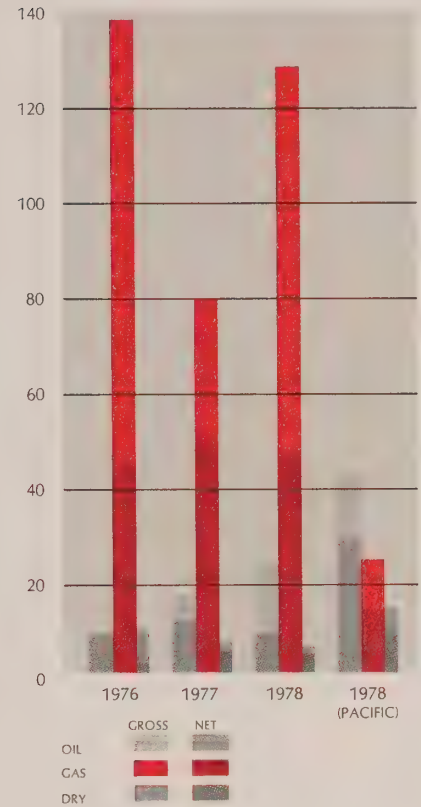


## WELLS DRILLED

EXPLORATORY



DEVELOPMENT AND PRODUCTION



## Downstream Activities

Petro-Canada acquires a 10% interest in the Cochin pipeline, a 3 000 km natural gas liquids pipeline running from Edmonton to Samia. The line, completed in 1978 at a total cost of \$320 million, began deliveries in late 1978 of ethane, ethylene and propane to markets in Eastern Canada and the U.S. Total capacity of the pipeline of 85 000 barrels per day is expected to be reached by the end of 1979.

The Corporation acquires through its purchase of Pacific, a 32 per cent interest in Westcoast Transmission

Co. Ltd., the major natural gas gathering and transmission company in British Columbia.

At Empress, Alberta, the Corporation has acquired a major natural gas liquids plant, currently producing about 14 800 barrels per day of propane, butanes and natural gasoline. The plant is being expanded to provide for the additional production of 27 000 barrels per day of ethane.

## Refining and Marketing

The Corporation will have a small refinery at Taylor, B.C. with a capacity of 15 400 barrels per day of crude oil and condensate, and 426 retail and wholesale marketing outlets extending from Vancouver Island to Thunder Bay, Ontario.

Pacific's sales of branded products, principally motor gasoline and distillate, constituted about five per cent of industry sales in Western Canada in 1978.

## Corporate Activities

The Corporation recognizes that the acquisition of a company is not just a matter of purchasing capital goods, hardware and property. More than 1 100 employees of Pacific will come to the Corporation and Petro-Canada has moved to ensure that these employees become an integral part of the operation of Petro-Canada. The Corporation looks forward to the development and melding of operations so that the result will be a stronger and even more dynamic organization.

## Financial Summary

Petro-Canada's financial results for 1978 reflect dramatic growth due mainly to the purchase in November of a controlling interest in Pacific Petroleum Ltd. At December 31, 1978, the Corporation held 51.6% of Pacific's common shares purchased at a cost of \$746.9 million and subsequently acquired all of the remaining shares resulting in a total consideration of \$1,496 million.

Funds for the Pacific purchase were provided mainly from the proceeds of a \$1,250 million U.S. preferred share issue by the Corporation's subsidiary, Petro-Canada Exploration Inc. ("PEX"), to a group of Canadian chartered banks. The shares, which are redeemable at the option of PEX, require the payment of quarterly dividends which at PEX's option are based on a percentage of either the United States Base Rates, or the London Inter-Bank Offered Rates of the banks. The current dividend rate approximates 6.3% per annum.

The Corporation's financial results include those of Pacific Petroleum Ltd. from November 11, 1978, the effective date of the acquisition. Operating revenue of \$174.3 million includes \$70 million generated by Pacific during the control period. If the contribution made by Pacific is deducted from operating revenue, the resultant \$104.3 million generated from Petro-Canada's operations compares with \$88.7 million in 1977, or an increase of 17%. This increase was entirely due to higher prices for oil and gas. Interest income of \$20.9 million and a gain on foreign exchange of \$8.1 million results mainly from investment of and conversion to Canadian currency of the temporarily surplus funds obtained from the preferred share issue referred to above. Additional income of \$1.8 million from Pacific's equity in the net earnings of their affiliate, Westcoast Transmission Company Limited, brought Petro-Canada's consolidated total revenue to \$205.1 million, an increase of \$112.4 million from 1977.

Earnings before income taxes and minority interest were \$76.5 million compared with \$30.4 million in 1977. Provision for deferred and current income taxes of \$42.1 million resulted in consolidated earnings before minority interest of \$34.4 million which includes \$14.4 million net earnings of Pacific from November 11, 1978 to December 31, 1978. Seven million dollars of the Pacific net earnings was apportioned to the holders of the shares which were not held by Petro-Canada (48.4%). This minority interest, plus a dividend payment of \$13.6 million on the PEX preferred shares resulted in a total minority interest of \$20.6 million, leaving net earnings for the year of \$13.7 million. This compares with \$9.5 million in 1977, representing an increase of 44%.

Funds of \$99.5 million were provided from operations, which compares with \$55.9 million in 1977. In addition, the sale of the preferred shares by PEX generated \$1,464.4 million, Petro-Canada issued shares to the Government of Canada for \$239.5 million, and \$8.3 million in deferred revenue was received for natural gas paid for, but not yet taken, for a total source of working capital of \$1,811.7 million. This was used as follows:

	(millions)
Purchase of 51.6% interest in Pacific Petroleum Ltd. (net of \$47.8 million working capital) . . . . .	\$ 699.0
Reserved for completion of Pacific acquisition . . . . .	749.0
Oil and Gas exploration and development . . . . .	140.6
Panarctic Oils Ltd. . . . .	16.7
Syncrude Project . . . . .	78.7
Polar Gas, Heavy Oil, Arctic LNG and other feasibility studies (deferred charges) . . . . .	11.3
Reduction of long-term debt . . . . .	31.1
Share issue of expense (PEX) . . . . .	1.7
Increase in working capital . . . . .	83.6
	<u>\$1,811.7</u>

At December 31, 1978, consolidated assets totalled \$3,348.9 million compared to \$878.7 million at the end of the previous year. The major increase results from the inclusion of 100% of Pacific's assets at their historical cost, plus the excess of the consideration paid for the shares of Pacific over their book values. Also contributing to the increase in consolidated net assets is the \$749 million cash balance at December 31, 1978, which was being held to complete the Pacific purchase. Consolidated assets consists of current assets, \$243.9 million; cash held for Pacific acquisition, \$749 million, investments (mainly Westcoast Transmission Company Limited and Panarctic Oils Ltd.), \$235.5 million; property, plant and equipment, \$2,087.2 million, and deferred charges of \$33.3 million.

Deduction of liabilities, deferred income taxes and minority interest in subsidiaries, totalling \$2,546.2 million results in shareholder's equity at December 31, 1978 of \$802.7 million, an increase of \$251.6 million from the balance at December 31, 1977. Working capital at December 31, 1978 was \$82.8 million, compared with a working capital deficit of \$0.7 million at December 31, 1977.

PEAT, MARWICK, MITCHELL & CO.

CHARTERED ACCOUNTANTS

To The Honorable Alastair W. Gillespie, P.C., M.P.  
The Minister of Energy, Mines and Resources  
House of Commons  
Ottawa, Canada

We have examined the consolidated balance sheet of Petro-Canada as at December 31, 1978 and the consolidated statements of earnings and retained earnings and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the corporation as at December 31, 1978 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

We further report as required by Section 77(1) of the Financial Administration Act that, in our opinion, proper books of account have been kept by the corporation and the transactions that have come under our notice have been within the powers of the corporation.

Calgary, Canada  
March 15, 1979

*Peat, Marwick, Mitchell & Co.*

Chartered Accountants



# Consolidated Balance Sheet

As at December 31, 1978

(stated in thousands of dollars)

	<u>1978</u>	<u>1977</u>
<b>Assets</b>		
<b>CURRENT ASSETS</b>		
Cash and short-term deposits . . . . .	\$ 76,471	\$ 21,453
Accounts receivable . . . . .	127,984	24,088
Inventories . . . . .	38,171	4,009
Deposits and prepaid expenses . . . . .	1,232	1,583
	<u>243,858</u>	<u>51,133</u>
CASH HELD FOR INVESTMENT (Note 13) . . . . .	749,000	—
INVESTMENTS (Note 3) . . . . .	235,485	91,807
PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT, net (Note 4) . . . . .	2,087,244	718,846
DEFERRED CHARGES (Note 6) . . . . .	33,326	16,910
	<u>\$3,348,913</u>	<u>\$878,696</u>

Approved on behalf of the Board



Director



Director

March 15, 1979

	<u>1978</u>	<u>1977</u>
<b>Liabilities</b>		
<b>CURRENT LIABILITIES</b>		
Accounts payable and accrued liabilities . . . . .	\$ 124,195	\$ 31,466
Portion of long-term debt due within one year . . . . .	<u>36,839</u>	<u>20,400</u>
	161,034	51,866
LONG-TERM DEBT (Note 7) . . . . .	<u>300,277</u>	<u>193,600</u>
DEFERRED NATURAL GAS REVENUE . . . . .	<u>8,290</u>	<u>—</u>
DEFERRED INCOME TAXES . . . . .	<u>307,452</u>	<u>82,082</u>
5% CONVERTIBLE SUBORDINATED DEBENTURES (Note 13) . . .	<u>25,004</u>	<u>—</u>
MINORITY INTEREST IN SUBSIDIARIES (Note 8) . . . . .	<u>1,744,165</u>	<u>—</u>

## Shareholder's Equity

<b>CAPITAL (Note 9)</b>		
Preferred shares . . . . .	337,800	258,300
Common shares . . . . .	<u>440,000</u>	<u>280,000</u>
	777,800	538,300
RETAINED EARNINGS . . . . .	<u>24,891</u>	<u>12,848</u>
	<u>802,691</u>	<u>551,148</u>
<b>COMMITMENT (Note 8)</b>		
	<u><u>\$3,348,913</u></u>	<u><u>\$878,696</u></u>

# Consolidated Statement of Earnings and Retained Earnings

For the year ended December 31, 1978

(stated in thousands of dollars)

	1978	1977
	(Note 2)	
REVENUE		
Operating .....	\$174,344	\$88,718
Interest .....	20,926	3,975
Gain on foreign exchange .....	8,046	—
Equity in earnings of affiliates .....	1,779	—
	<u>205,095</u>	<u>92,693</u>
EXPENSES		
Operating .....	53,763	13,810
General and administrative .....	23,196	13,198
Interest on long-term debt .....	11,289	10,553
Other interest .....	1,839	—
Depreciation, depletion and amortization .....	38,388	24,471
Research .....	125	248
	<u>128,600</u>	<u>62,280</u>
EARNINGS BEFORE INCOME TAXES AND MINORITY INTEREST .....	<u>76,495</u>	<u>30,413</u>
PROVISION FOR INCOME TAXES (Note 10)		
Deferred .....	38,763	21,898
Current .....	3,346	(1,000)
	<u>42,109</u>	<u>20,898</u>
EARNINGS BEFORE MINORITY INTEREST .....	34,386	9,515
MINORITY INTEREST IN SUBSIDIARIES .....	20,646	—
NET EARNINGS FOR YEAR .....	13,740	9,515
RETAINED EARNINGS AT BEGINNING OF YEAR .....	12,848	3,333
	26,588	12,848
PREFERRED SHARE ISSUE EXPENSE OF SUBSIDIARY .....	1,697	—
RETAINED EARNINGS AT END OF YEAR .....	<u>\$ 24,891</u>	<u>\$12,848</u>



# Consolidated Statement of Changes in Financial Position

For the year ended December 31, 1978

(stated in thousands of dollars)

	1978	1977
	(Note 2)	
<b>SOURCES OF WORKING CAPITAL</b>		
Net earnings for year . . . . .	\$ 13,740	\$ 9,515
Add charges not involving an outlay of working capital . . . . .	85,792	46,369
Working capital provided from operations . . . . .	99,532	55,884
Proceeds from issue of preferred shares by subsidiary . . . . .	1,464,375	—
Proceeds from issue of shares . . . . .	239,500	154,500
Proceeds from issue of long-term debt . . . . .	—	4,000
Deferred natural gas revenue . . . . .	8,290	—
	<u>1,811,697</u>	<u>214,384</u>
<b>USES OF WORKING CAPITAL</b>		
Acquisition of Pacific Petroleum Ltd. Net assets, at attributed values, less working capital acquired of \$47,838 (Note 2) . . . . .	699,023	—
Cash held for investment in subsidiary (Note 13) . . . . .	749,000	—
Increase in investments . . . . .	16,746	11,807
Purchase of property, plant and equipment . . . . .	219,236	166,958
Increase in deferred charges . . . . .	11,322	9,940
Reduction of long-term debt . . . . .	31,116	40,400
Preferred share issue expense of subsidiary . . . . .	1,697	—
	<u>1,728,140</u>	<u>229,105</u>
INCREASE (DECREASE) IN WORKING CAPITAL . . . . .	83,557	(14,721)
WORKING CAPITAL (DEFICIENCY) AT BEGINNING OF YEAR . .	(733)	13,988
WORKING CAPITAL (DEFICIENCY) AT END OF YEAR . . . . .	<u>\$ 82,824</u>	<u>\$ (733)</u>

# Notes to Consolidated Financial Statements

December 31, 1978

(tabular amounts shown in thousands of dollars)

## 1. Summary of Significant Accounting Policies

### (a) Basis of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Petro-Canada ("the Corporation") and all subsidiaries, the principal of which are Petro-Canada Exploration Inc. and Pacific Petroleum Ltd.

The excess of the consideration paid for the shares of subsidiaries over the underlying net book values at the dates of acquisition has been attributed to the related assets acquired.

### (b) Inventories

Inventories are valued at the lower of cost and net realizable value.

### (c) Investments

The Corporation accounts for investments in companies over which it has significant influence on the equity basis. Other long-term investments are accounted for by the cost method.

### (d) Property, Plant and Equipment

The Corporation follows the full cost method of accounting for oil and gas properties whereby all costs relating to the exploration for and development of oil and gas reserves are capitalized. Such costs include those related to lease acquisitions, geological and geophysical activities, carrying charges of non-producing properties, drilling both productive and non-productive wells and overhead related to exploration.

Separate cost centres have been established for non-frontier Canada, each of four Canadian frontier areas, United States, North Sea and Spain. Costs incurred in non-frontier Canada and Spain are depleted separately on the unit of production method based on estimated proven oil and gas reserves. For purposes of calculating depletion, natural gas production and reserves are converted to equivalent barrels of crude oil based on the relative energy content of each commodity. Annual costs incurred in the other cost centres are amortized on a straight line basis over the period during which exploration activity in each cost centre is expected to continue. Where exploration proves to be successful, amortization is suspended and the unamortized balance of the cost centre is depleted on the unit of production method when production commences. Where exploration proves to be unsuccessful and the cost centre is condemned or abandoned, the unamortized balance of that cost centre will be charged to earnings at that time.

Substantially all of the Corporation's exploration and production activities related to oil and gas are conducted jointly with others. Only the Corporation's proportionate interest in such activities is reflected in the financial statements.

Costs of property, plant and equipment associated with the Syncrude Project and related leases are accumulated in a separate cost centre and will be depleted on the unit of production method when production commences (Note 5). Expenditures on other bituminous sands leases are also accumulated in a separate cost centre and are amortized, depleted or otherwise charged to earnings in accordance with the policy described above for the Canadian frontier and foreign areas.

Depreciation of plant and equipment (except as noted above) is provided on either the unit of production or straight line methods as appropriate. Straight line depreciation rates range from 3% to 25%.

(e) Deferred Charges

The Corporation is deferring costs incurred on feasibility studies involving economic evaluation and preliminary engineering relating to:

- (a) Production of hydrocarbons from conventional heavy oil deposits
- (b) Polar Gas Project
- (c) Arctic Liquefied Natural Gas Project
- (d) Other — transportation and drilling related technologies.

When production or commercial activity of a particular project commences the applicable expenditures will be amortized based on the estimated useful life of the project. In the event that a decision is made not to proceed with a particular project, all associated costs will be charged to earnings at that time.

The costs of the Polar Gas Project relate to feasibility studies in connection with a gas transmission system from the Arctic Islands to Eastern Canada. Under the participation agreement, subject to the project's feasibility and approval by the necessary regulatory authorities, the participants shall be entitled to have the costs they have incurred treated as an equity investment in a company incorporated to construct and operate the transmission facilities, or be reimbursed out of any financing of such company.

Debt issue expense is being amortized on a straight line basis over the life of the debt:

(f) Research Costs

Research costs are charged against income as incurred.

(g) Income Taxes

The Corporation makes full provision for income taxes deferred as the result of claiming tax depreciation, exploration, development and other costs which exceed the related amounts charged to expense in the financial statements.

(h) Translation of Foreign Currency

Current assets, current liabilities and cash held for investment are translated at the rate of exchange in effect at the end of the year. The resulting gains and losses are included in earnings. Long term assets, liabilities and minority interest are translated at rates in effect at the dates the assets were acquired, the obligations incurred or the capital stock issued to the minority interest (Note 8). Revenue and expense items are translated at the average rates in effect during the year with the exception of depletion, depreciation and amortization which reflect rates in effect when the assets were acquired.

## 2. Acquisition of Subsidiary Company

Effective November 11, 1978, the Corporation, through a subsidiary, acquired 11,497,519 common shares of Pacific Petroleum Ltd. for a cash consideration of \$746,861,000 (including related expenses), representing 51.6% of the issued common shares of Pacific at December 31, 1978. The Corporation's consolidated earnings include its share of the earnings of Pacific from November 11, 1978. Details of the acquisition, which has been accounted for by the purchase method, are as follows:

Book value of acquired assets . . . . .		\$ 908,164
Book value of assumed liabilities . . . . .		617,598
		<hr/>
		290,566
Excess of attributed value over book value of acquired net assets:		
Petroleum and natural gas properties . . . . .	\$454,913	
Investment in Westcoast Transmission Company Limited . . . . .	10,028	
Long-term debt . . . . .	(8,646)	456,295
	<hr/>	
Cost of acquisition . . . . .		<u>\$ 746,861</u>



The net assets acquired, at attributed values, consist of:

Investments . . . . .		\$ 128,563
Property, plant and equipment . . . . .		1,187,550
Deferred charges . . . . .		5,145
Long-term debt . . . . .		(137,793)
5% Convertible Subordinated Debentures . . . . .		(25,004)
Deferred income taxes . . . . .		(186,607)
Minority interest . . . . .		(272,831)
		<u>\$ 699,023</u>
Working capital		
Current assets . . . . .	\$126,256	
Current liabilities . . . . .	(78,418)	47,838
		<u>\$746,861</u>

### 3. Investments

The Corporation's investments consist of:

	1978	1977
At equity		
Westcoast Transmission Company Limited . . . . .	\$116,700	\$ —
Panarctic Oils Ltd. . . . .	108,553	91,807
Pacific Northern Gas Ltd. . . . .	1,996	—
Other, at cost . . . . .	8,236	—
	<u>\$235,485</u>	<u>\$91,807</u>

#### Westcoast Transmission Company Limited

At December 31, 1978, Pacific (51.6% owned by the Corporation) held 11,116,845 shares, or 32.1% of the total outstanding shares of Westcoast Transmission Company Limited. Westcoast has 5,765,128 shares reserved for issuance to holders of convertible securities and share purchase warrants. If all of the reserved shares had been issued, Pacific's interest in Westcoast would have been reduced to 27.3%. Westcoast follows the taxes payable method of accounting for income taxes in accordance with generally accepted accounting principles prescribed for certain utilities.

If the tax allocation method were followed by Westcoast, equity in earnings of investments, net earnings, and retained earnings of the Corporation would be reduced by \$863,000 in 1978.

At December 31, 1978 the quoted market value of Pacific's investment in Westcoast was \$133,303,000.

#### Panarctic Oils Ltd.

During 1978, the Corporation subscribed to a further financing of Panarctic Oils Ltd., increasing its investment at December 31, 1978 to \$108,553,000. This additional investment maintained the Corporation's ownership of the issued common shares of Panarctic at approximately 45%. These shares are not traded on the open market and therefore do not have a quoted market value. The activities of Panarctic Oils Ltd. are in the exploratory stage and all expenses less sundry income have been capitalized; the company is deemed not to have earned a profit or sustained a loss. The Corporation is committed to expenditures of approximately \$14,000,000 in connection with the ongoing financing of Panarctic.

## 4. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment consists of:

	1978			1977
	Cost	Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization	Net	Net
Oil and gas				
Canada				
— non-frontier areas . . . . .	\$1,418,247	\$51,340	\$1,366,907	\$373,619
— frontier areas . . . . .	162,757	14,742	148,015	72,413
Foreign . . . . .	40,671	1,458	39,213	425
Bituminous sands				
— Syncrude Project and related leases (Note 5). . .	337,763	—	337,763	259,064
— Other bituminous sands leases and expenditures thereon . . . . .	12,140	1,522	10,618	10,385
Refining and marketing . . . . .	44,239	54	44,185	—
Natural gas liquids . . . . .	85,898	209	85,689	—
Pipelines, and other property and equipment . . . . .	56,217	1,363	54,854	2,940
	<u>\$2,157,932</u>	<u>\$70,688*</u>	<u>\$2,087,244</u>	<u>\$718,846</u>

\*Consists of depreciation — \$7,248,000, depletion — \$45,718,000 and amortization — \$17,722,000 (at December 31, 1977 — \$3,346,000, \$23,990,000 and \$5,085,000 respectively).

## 5. Syncrude Project

The Corporation has a 15% participation in a project operated by Syncrude Canada Ltd. to produce synthetic crude oil from the Athabasca Oil Sands. The Corporation considers this project to be in the start-up phase as at December 31, 1978 and consequently start-up expenses, net of revenues are included in the capital cost of the project. Associated with the Syncrude Project are facilities which are not owned by the participants, consisting of a steam and electricity generating plant, a field gas supply pipeline and a pipeline to transport plant product to Edmonton. The Corporation, together with the other participants, has minimum usage commitments relating to these facilities.

Under the terms of an option agreement, which expires September 1, 1979, Alberta Energy Company Ltd. has the right to purchase up to 20% of the project from the participants by reimbursement of an amount based on the option percentage exercised.

## 6. Deferred Charges

Deferred charges consist of:

	1978	1977
At cost:		
Heavy oil projects . . . . .	\$12,645	\$ 3,504
Polar Gas Project . . . . .	12,062	10,887
Arctic Liquefied Natural Gas Project . . . . .	4,950	2,000
Other . . . . .	2,703	211
Unamortized debt expense . . . . .	966	308
	<u>\$33,326</u>	<u>\$16,910</u>

## 7. Long-Term Debt

Long-term debt consists of:

	<u>Maturity</u>	<u>1978</u>	<u>1977</u>
In Canadian dollars			
Bank Income Debentures . . . . .	1983	\$190,000	\$210,000
6-1/4% — 6-3/4% mortgages . . . . .	1985	2,055	—
Other long-term debt, non-interest bearing . . . . .	1987	3,600	4,000
In United States dollars			
9% unsecured notes (\$60,000,000 U.S.) . . . . .	1996	65,161	—
8.45% unsecured notes (\$30,000,000 U.S.) . . . . .	1987	33,717	—
5-1/4% unsecured notes (\$29,900,000 U.S.) . . . . .	1985	33,926	—
5-3/4% — 6-1/4% mortgages (\$4,978,000 U.S.) . . . . .	1988	5,686	—
6-1/2% secured notes (\$2,577,000 U.S.) . . . . .	1982	2,971	—
		<u>337,116</u>	<u>214,000</u>
Less portion due within one year. . . . .		<u>36,839</u>	<u>20,400</u>
		<u>\$300,277</u>	<u>\$193,600</u>

### Bank Income Debentures

The Bank Income Debentures are held by a Canadian chartered bank and bear interest at approximately 52% of the bank's prime lending rate as announced from time to time. No deduction is allowed under the Income Tax Act for interest expense relating to the Bank Income Debentures (Note 10).

While the Bank Income Debentures are not secured by any charge against the assets of the Corporation, there are certain restrictions with respect to the disposition or encumbrance of the investment by the Corporation in Petro-Canada Exploration Inc.

### Long-term debt in United States dollars

Issues denominated in United States dollars are the obligations of Pacific and have been translated into Canadian dollars at the exchange rate in effect on November 11, 1978, the effective date on which the Corporation acquired control of Pacific.

### Repayment of long-term debt

Annual repayments of the 9% and 8.45% unsecured notes will commence in 1981 and 1982 respectively. All the other issues are currently subject to annual repayments.

The minimum repayment of long-term debt in each of the next five years is as follows:

1979 — \$36,839,000, 1980 — \$46,887,000, 1981 — \$61,548,000, 1982 — \$66,325,000, 1983 — \$36,386,000.

## 8. Minority Interest in Subsidiaries

Minority interest in subsidiaries consists of:

	<u>1978</u>	<u>1977</u>
Preferred shares of Petro-Canada Exploration Inc. (\$1,250,000,000 U.S.) . . . . .	\$1,464,375	\$ —
Common shares of Pacific Petroleum Ltd. . . . .	279,790	—
	<u>\$1,744,165</u>	<u>\$ —</u>

On November 10, 1978, Petro-Canada Exploration Inc. ("PEX") issued 12,500,000 floating rate, cumulative, redeemable, non-voting, preferred shares to a group of Canadian chartered banks at \$100 U.S. per share for an aggregate consideration of \$1,250,000,000 U.S. (\$1,464,375,000 Canadian at date of issue).



The shares are redeemable, at the option of PEX, at \$100 U.S. per share, plus accrued dividends, except to the extent that shares in excess of 3,125,000 are redeemed during the three years ending November 10, 1981, such excess shares are redeemable at a premium of \$2 U.S. per share.

Cumulative dividends, payable quarterly, are based on a percentage of, at the option of PEX, either the United States Base Rates, or the London Inter-Bank Offered Rates of the banks. The current dividend rate approximates 6.7% per annum.

Under the terms of an agreement between the banks and the Corporation, in the event that PEX does not exercise its option to redeem the shares over a ten year period beginning December 31, 1983, or in the event of certain occurrences under the provisions of the agreement, the banks have the option to require the Corporation to purchase the shares at \$100 U.S. per share, plus accrued dividends.

## 9. Capital

Authorized:

The initial authorized capital of the Corporation was \$500 million divided into 100 common shares of the par value of \$5 million each. This was increased to 116 common shares on the acquisition of the capital stock of Panarctic Oils Ltd. previously owned by the Government of Canada.

Pursuant to the Petro-Canada Act, and subject to certain conditions and limitations as to the aggregate amount, the authorized capital of the Corporation is increased by the issue of preferred shares. Accordingly, at any time, the authorized and issued preferred shares are identical. The preferred shares have a par value of \$1 each, are redeemable at par at the option of the Corporation, carry no stated rate of dividend and are non-cumulative.

Issued (to the Government of Canada):

	1978		1977	
	Number of Shares	Consideration	Number of Shares	Consideration
Common Shares				
Balance at beginning of year .....	56	\$280,000	45	\$225,000
For cash .....	32	160,000	11	55,000
Balance at end of year .....	<u>88</u>	<u>\$440,000</u>	<u>56</u>	<u>\$280,000</u>
Preferred Shares				
Balance at beginning of year .....	258,299,853	\$258,300	158,799,853	\$158,800
For cash .....	79,500,000	79,500	99,500,000	99,500
Balance at end of year .....	<u>337,799,853</u>	<u>\$337,800</u>	<u>258,299,853</u>	<u>\$258,300</u>

## 10. Income Taxes

The provision for income taxes of \$42,109,000 (1977 — \$20,898,000) differs from the result which would be obtained by applying the combined Canadian Federal and Provincial income tax rate of 47% to the earnings before income taxes and minority interest of \$76,495,000 (1977 — \$30,413,000). This difference results from the following items:

	1978		1977	
	Amount	% of earnings before income taxes	Amount	% of earnings before income taxes
Computed "expected" tax expense .....	\$ 35,953	47.0%	\$14,294	47.0%
Increase (decrease) in taxes resulting from:				
Royalties and other payments to				
Provincial Governments .....	37,342	48.8	25,311	83.2
Provincial income tax rebate plans .....	(5,408)	(7.1)	(4,463)	(14.7)
Federal allowances				
Resource allowance .....	(19,547)	(25.6)	(13,156)	(43.3)
Tax depletion on				
Canadian production income .....	(10,430)	(13.6)	(8,611)	(28.3)
Frontier exploration allowances .....	(4,093)	(5.3)	(2,568)	(8.4)
Scientific research allowance .....	(1,214)	(1.6)	—	—
Non-deductible interest on Bank				
Income Debentures (Note 7) .....	4,891	6.4	4,960	16.3
Amortization of excess of attributed				
value over book value of				
assets acquired on purchase of				
subsidiary companies .....	6,436	8.4	5,131	16.9
Equity earnings and dividends .....	(902)	(1.2)	—	—
Other .....	(919)	(1.2)	—	—
Provision for income taxes .....	<u>\$ 42,109</u>	<u>55.0%</u>	<u>\$20,898</u>	<u>68.7%</u>

## 11. Anti-Inflation Program

The Federal Anti-Inflation Program was discontinued during 1978. During the period the program was in force, the Corporation was subject to and complied with the controls on profit margins and compensation to employees.

## 12. Comparative Figures

Certain reclassifications have been made to the 1977 comparative figures to conform with the current year's presentation.

## 13. Subsequent Events

### (a) 5% Convertible Subordinated Debentures

On December 18, 1978 Pacific called for the redemption, effective January 17, 1979, of all of the outstanding 5% Convertible Subordinated Debentures. Subsequent to December 31, 1978 \$24,566,000 principal amount of the debentures was converted, at the rate of 26 shares per \$1,000 principal amount, into 638,716 common shares of Pacific and the balance was redeemed.

### (b) Acquisition of shares of Pacific

On January 19, 1979 the Corporation, through a subsidiary, made a tender offer to purchase for cash at \$65.02 per share, any and all of the outstanding common shares of Pacific not already held by the Corporation. The offer, as extended, was open until March 12, 1979. By March 15, 1979 the Corporation had acquired approximately 11,000,000 additional shares of Pacific at a cost of \$720,000,000 bringing its total holding to 98% of the issued shares for an aggregate consideration of \$1,467,000,000.

Substantially all of the funds for the above purchases were obtained from the proceeds of the preferred shares issued by PEX (Note 8). The Corporation proposes to acquire the remaining 2.0% of the issued shares of Pacific under the provisions of Section 199 of the Canada Business Corporations Act for an estimated additional consideration of \$29,000,000.

## 10. Impôts sur le revenu

La provision pour impôts sur le revenu de \$42 109 000 (1977 - \$20 898 000) diffère du résultat que l'on obtiendrait si l'on appliquait le taux d'imposition de 47% alliant l'impôt fédéral et l'impôt provincial au bénéfice de \$76 495 000 (1977 - \$30 413 000) avant impôts sur le revenu et intérêt minoritaire. Cette différence provient des éléments suivants :

	1978	1977
Calcul de la dépense d'impôt "prévue".....	\$35 953	\$14 294
Augmentation (diminution) des impôts résultant de : Redevances et autres paiements à des gouvernements provinciaux .....	37 342	25 311
Programmes de rabais provinciaux d'impôt sur le revenu .....	(5 408)	(4 463)
Déductions fédérales	(19 547)	(13 156)
Déduction en matière de ressources	(10 430)	(8 611)
Épuisement fiscal sur les revenus provenant de la production canadienne .....	(4 093)	(2 568)
L'exploration en régions éloignées .....	(1 214)	—
Déduction pour la recherche scientifique	6 436	5 131
Débentures bancaires à intérêt conditionnel (Note 7) .....	4 891	4 960
Amortissement de l'excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif acquis lors de l'achat de filiales .....	8,4	8,4
Bénéfice sur l'avoir et dividendes .....	(902)	(1,2)
Autres .....	(919)	(1,2)
Provision pour impôts sur le revenu .....	\$42 109	\$20 898
Pourcentage du bénéfice avant les impôts .....	47,0%	47,0%

## 13. Événements subséquents

Certaines reclassifications ont été apportées aux chiffres correspondants de 1977 afin de se conformer à la présentation de l'exercice courant.

## 12. Chiffres correspondants

Le programme anti-inflation fédéral a été mis à terme au cours de 1978. Au cours de la période où le programme était en vigueur, la Société y était assujettie et s'est conformée aux contrôles sur les marges de profits et sur la rémunération des employés.

(a) Débentures subordonnées, 5%, convertibles

Le 18 décembre 1978, Pacific a appelé pour rachat, effectif le 17 janvier 1979, toutes les débentures subordonnées, 5%, convertibles en circulation. Après le 31 décembre 1978, un montant de \$24 566 000, valeur nominale, des débentures a été converti, à raison de 26 actions par \$1000 valeur nominale, en 638 716 actions ordinaires de Pacific et le solde a été racheté.

(b) Acquisition des actions de Pacific

Le 19 janvier 1979, la Société, par l'intermédiaire d'une filiale, a présentée une offre d'achat en espèces à \$65,02 par action, pour toutes les actions ordinaires en circulation de Pacific qui n'étaient pas déjà détenues par la Société. L'offre, telle que prolongée, demeurerait en vigueur jusqu'au 12 mars 1979. Le 15 mars 1979, la Société avait acquis environ 11 000 000 d'actions supplémentaires de Pacific au coût de \$720 000 000 portant ainsi son avoir total à 98% des actions émises pour une considération globale de \$1 467 000 000.

La plupart des fonds pour les achats mentionnés ci-dessus ont été obtenus par le produit des actions

priviliégées émises par PEX (Note 8). La Société se propose d'acquérir les 2% restants du capital-actions émis

de Pacific en vertu des dispositions de l'article 199 de la Loi sur les sociétés commerciales canadiennes pour une considération additionnelle estimative de \$29 000 000.



## 9.

### Capital

Autorisé :

Le capital initial autorisé de la Société était de \$500 millions répartis en 100 actions ordinaires d'une valeur nominale de \$5 millions chacune. Ce capital initial fut porté à 116 actions ordinaires à l'acquisition du capital-actions de Panarctic Oils Ltd., antérieurement détenu par le Gouvernement du Canada.

En vertu de la Loi créant Petro-Canada et sous réserve de certaines conditions et limites quant au montant global, le capital autorisé de la Société est augmenté par l'émission d'actions privilégiées. Par conséquent, les actions privilégiées autorisées et émises représentent un montant identique en tout temps. Ces actions privilégiées ont une valeur au pair de \$1 chacune, sont rachetables au pair au gré de la Société, ne comportent aucun taux déclaré de dividende et ce dividende n'est pas cumulatif.

Émis (au Gouvernement du Canada) :

1978		1977	
Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant
<b>Actions ordinaires</b>			
56	\$280 000	45	\$225 000
32	160 000	11	55 000
88	\$440 000	56	\$280 000
<b>Actions privilégiées</b>			
258 299 853	\$258 300	158 799 853	\$158 800
79 500 000	79 500	99 500 000	99 500
337 799 853	\$337 800	258 299 853	\$258 300

..... Solde au début de l'exercice .....

..... Au comptant .....

..... Solde à la fin de l'exercice .....

..... Solde au début de l'exercice .....

..... Au comptant .....

..... Solde à la fin de l'exercice .....

7. Dette à long terme

La dette à long terme comporte :

En dollars canadiens		Échéance		
		1978	1977	
1983	\$190 000	2 055	—	Débentures bancaires à intérêt conditionnel
1985	—	—	—	Hypothèques 6¼% - 6¾%
1987	3 600	—	4 000	Autre dette à long terme, ne portant pas intérêt
1996	65 161	—	—	En dollars américains
1987	33 717	—	—	Billets non garantis 9% (\$60 000 000 US)
1987	33 926	—	—	Billets non garantis 8,45% (\$30 000 000 US)
1985	33 926	—	—	Billets non garantis 5¼% (\$29 900 000 US)
1988	5 686	—	—	Hypothèque 5¾% - 6¼% (\$4 978 000 US)
1982	2 971	—	—	Billets garantis 6½% (\$2 577 000 US)
337 116	214 000	36 839	20 400	Moins le capital échéant d'ici un an
\$300 277	\$193 600			

Débentures bancaires à intérêt conditionnel

Les Débentures bancaires à intérêt conditionnel sont détenues par une banque à charte canadienne et portent intérêt à environ 52% du taux d'intérêt préférentiel de cette banque, tel que déclaré de temps à autre. Selon la Loi de l'impôt sur le revenu, aucune déduction n'est admise pour le coût de l'intérêt relié aux Débentures bancaires à intérêt conditionnel (Note 10).

Bien que les Débentures bancaires à intérêt conditionnel ne soient pas garanties par quelque lien que ce soit sur l'actif de la Société, il existe tout de même certaines restrictions quant à la possibilité d'aliéner ou d'engager le placement que la Société possède dans Petro-Canada Exploration Inc.

Dette à long terme en dollars américains

Les valeurs émises en dollars américains représentent les obligations de Pacific et ont été converties en dollars canadiens au taux de change en vigueur le 11 novembre 1978, date où la Société a effectivement acquis le contrôle de Pacific.

Remboursement de la dette à long terme

Les remboursements annuels des billets non garantis 9% et 8,45% commenceront en 1981 et 1982 respectivement. Toutes les autres valeurs sont présentement sujettes aux remboursements annuels.

Le remboursement minimum de la dette à long terme au cours de chacun des cinq prochains exercices est comme suit :  
1979 - \$36 839 000; 1980 - \$46 887 000; 1981 - \$61 548 000; 1982 - \$66 325 000; 1983 - \$36 386 000.

8. Intérêt minoritaire dans les filiales

L'intérêt minoritaire dans les filiales comprend :

Actions privilégiées de Petro-Canada Exploration Inc. .... (\$1 250 000 US)		Actions ordinaires de Pacific Petroleum Ltd. ....	
1978	1977	279 790	—
\$1 464 375	\$ —	\$1 744 165	—

Le 10 novembre 1978, Petro-Canada Exploration Inc. ("PEX") a émis 12 500 000 actions privilégiées à taux flottant, dividende cumulatif, rachetables, sans droit de vote, à un groupe de banques à charte canadiennes à \$100 US par action pour une considération globale de \$1 250 000 000 US (\$1 464 375 000 CAN à la date de l'émission).

4. Immobilisations

Les immobilisations comprennent:

Territoires gazéifères et pétrolières			
Canada			
— hors des régions éloignées . . . . .			
— régions éloignées . . . . .			
À l'étranger . . . . .			
Sables bitumineux			
— Projet Syncrude et concessions afférentes (Note 5) . . . . .			
— Autres concessions de ce secteur et dépenses s'y rapportant . . . . .			
Dérivés liquides du gaz naturel . . . . .			
Pipe-lines et autres immobilisations . . . . .			
Composé d'amortissement corporel — \$ 248 000 d'épuisement — \$45 718 000 et d'amortissement incorporel — \$17 722 000 (au 31 décembre 1977 - \$3 346 000, \$23 990 000 et \$5 085 000 respectivement).			
1978	1977		
Coût	Amortissement et épuisement accumulés	Net	Net
\$1 418 247	\$51 340	\$1 366 907	\$373 619
162 757	14 742	148 015	72 413
40 671	1 458	39 213	425
337 763	—	337 763	259 064
12 140	1 522	10 618	10 385
44 239	54	44 185	—
85 898	209	85 689	—
56 217	1 363	54 854	2 940
\$2 157 932	\$70 688*	\$2 087 244	\$718 846

5.

Projet Syncrude

La Société détient un intérêt de 15 pour cent dans un projet exploité par Syncrude Canada Ltd. qui a pour but de produire du pétrole brut synthétique à partir des sables bitumineux de l'Athabasca. La Société considère que ce projet est à l'étape de mise en oeuvre au 31 décembre 1978 et par conséquent les frais de mise en oeuvre, moins les revenus, sont inclus dans le coût en capital du projet. Les installations, qui ne sont pas détenues par les participants, associées au projet Syncrude consistent en une usine génératrice d'électricité et de vapeur, un pipeline de gaz combustible et un pipeline pour transporter le produit de l'usine à Edmonton. La Société et les autres participants ont des ententes d'utilisation minimale portant sur ces installations.

En vertu des termes d'une entente d'option qui échoit le 1<sup>er</sup> septembre 1979, Alberta Energy Company Ltd. a le droit d'acheter jusqu'à 20 pour cent du projet des participants par le remboursement d'un montant basé sur le pourcentage d'options exercées.

6. Charges reportées

Les charges reportées comportent:

Au prix coûtant:	
Projet Pétrole lourd	\$ 12 645
Projet Gaz polaire	12 062
Projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique	4 950
Autres	2 703
Frais non amortis d'émission de dette	966
	\$ 33 326
1978	
1977	
Projet Pétrole lourd	\$ 3 504
Projet Gaz polaire	10 887
Projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique	2 000
Autres	211
Frais non amortis d'émission de dette	308
	\$ 16 910



L'actif net acquis, aux valeurs attribuées, comprend :

Placements.....	\$ 128 563
Immobilisations .....	1 187 550
Charges reportées .....	5 145
Dette à long terme .....	(137 793)
Débitures subordonnées, 5%, convertibles .....	(25 004)
Impôts sur le revenu reportés .....	(186 607)
Intérêt minoritaire .....	(272 831)
Fonds de roulement .....	699 023
Actif à court terme .....	\$126 256
Passif à court terme .....	(78 418)
	47 838
	<u>\$ 746 861</u>

### 3. Placements

Les placements de la Société comprennent :

À la valeur comptable	
Westcoast Transmission Company Limited .....	\$116 700
Panarctic Oils Ltd. ....	108 553
Pacific Northern Gas Ltd. ....	1 996
Autres, au coût. ....	8 236
	<u>\$235 485</u>
	<u>\$91 807</u>

Westcoast Transmission Company Limited

Au 31 décembre 1978, Pacific (détenue à 51,6% par la Société) détenait 11 116 845 actions, soit 32,1% du total des actions en circulation de Westcoast Transmission Company Limited. Westcoast a 5 765 128 actions en réserve pour émission aux détenteurs de valeurs convertibles et de droits d'achat d'actions. Si toutes les actions réservées avaient été émises, l'intérêt de Pacific dans Westcoast aurait été réduit à 27,3%. Westcoast suit la méthode de comptabilisation des impôts à payer pour les impôts sur le revenu conformément aux principes comptables généralement reconnus prescrits pour certains services d'utilité publique.

Si Westcoast avait suivi la méthode du report d'impôt, l'intérêt de la Société dans le bénéfice des placements, le bénéfice net et les bénéfices non répartis aurait été réduit de \$863 000 en 1978.

Au 31 décembre 1978, la valeur à la cote du placement de Pacific dans Westcoast était de \$133 303 000.

Panarctic Oils Ltd.

Au cours de 1978, la Société a souscrit du financement additionnel dans Panarctic Oils Ltd., ce qui a augmenté son placement au 31 décembre 1978 à \$108 553 000. Ce placement additionnel a maintenu la participation de la Société dans les actions ordinaires émises de Panarctic Oils Ltd. à environ 45%. Ces actions ne sont pas transigées sur le marché libre et, par conséquent, elles n'ont pas de valeur à la cote. Les activités de Panarctic Oils Ltd. en sont à l'étape exploratoire et tous les frais moins le revenu divers ont été capitalisés; la compagnie est censée ne pas avoir gagné de profit ou supporté de perte. La Société s'est engagée à dépenser environ \$14 000 000 relativement au financement permanent de Panarctic.



# Notes des états financiers consolidés

31 décembre 1978

(les montants dans les tableaux sont indiqués en milliers de dollars)

## 1. Résumé des principales pratiques comptables

- (a) Principe de consolidation
- Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada (la "Société") et de toutes ses filiales dont les principales sont Petro-Canada Exploration Inc. et Pacific Petroleum Ltd.
- L'excédent de la considération versée pour les actions des filiales sur les valeurs comptables nettes sous-jacentes aux dates d'acquisition a été réparti à l'actif connexe acquis.
- (b) Stocks
- Les stocks sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.
- (c) Placements
- La Société comptabilise ses placements dans les sociétés sur lesquelles elle exerce une influence prépondérante selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Les autres placements à long terme sont comptabilisés à la valeur d'acquisition.
- (d) Immobilisations

La Société a adopté, pour ses propriétés pétrolières et gazeuses, la méthode de comptabilité couvrant tous les coûts selon laquelle tous les coûts se rapportant à l'exploration et à l'exploitation de ces réserves pétrolières et gazeuses sont capitalisés. Ces coûts incluent les frais d'acquisition des concessions, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les frais de possession sur les territoires non exploités, les coûts de forage tant des puits productifs que des puits improductifs et les frais généraux ayant trait à l'exploration.

On a établi des centres de coûts séparés pour les régions du Canada autres que les régions éloignées, pour chacune des quatre régions éloignées du Canada, pour les États-Unis, la mer du Nord et l'Espagne. Les coûts encourus dans les régions du Canada autres que les régions éloignées et en Espagne sont amortis séparément selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation basée sur les estimations de réserves pétrolières et gazeuses prouvées. Pour des fins de calcul de l'épuisement, on convertit la production et les réserves de gaz naturel en quantités équivalentes de barils de pétrole brut en se basant sur le contenu relatif d'énergie de chaque produit. Les coûts annuels encourus dans les autres centres séparés sont amortis selon la méthode linéaire durant la période au cours de laquelle on prévoit poursuivre les travaux d'exploration dans chaque région. Là où l'exploration se révèle fructueuse, l'amortissement linéaire cessera et le solde non amorti du centre des coûts sera réparti selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation lorsque débutera la production. Là où les résultats de l'exploration se seront avérés négatifs et où le centre des coûts aura été abandonné ou condamné, le solde non amorti de cette source de coûts sera alors imputé au bénéfice.

La plupart des activités d'exploration et de production de la Société relatives au pétrole et au gaz sont exploitées conjointement avec d'autres parties. Les états financiers ne tiennent compte que de l'intérêt proportionnel de la Société dans ces activités.

Les coûts des immobilisations se rapportant au Projet Synchrude et aux concessions connexes sont accumulés dans un centre de coûts distinct et seront amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation, lorsque débutera la production (Note 5). Les dépenses se rapportant aux autres concessions pour les sables bitumineux sont aussi accumulées dans un centre de coûts distinct et sont amorties, réparties ou autrement imputées au bénéfice selon la politique énoncée ci-dessus pour les régions éloignées du Canada et les régions étrangères.

L'amortissement des immobilisations (sauf comme il est noté ci-dessus) se fait selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation ou selon la méthode de l'amortissement linéaire selon le cas. L'amortissement linéaire varie de 3% à 25%.



# Etat consolidé de l'évolution de la situation financière

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1978

(en milliers de dollars)

	1978	1977
PROVENANCE DU FONDS DE ROULEMENT		
Bénéfice net de l'exercice.....	\$ 13 740	\$ 9 515
Charges n'impliquant pas de déboursés .....	85 792	46 369
Fonds de roulement provenant de l'exploitation .....	99 532	55 884
Produit de l'émission d'actions privilégiées .....		
par une filiale .....	1 464 375	—
Produit de l'émission d'actions.....	239 500	154 500
Produit de l'émission de dette à long terme .....	—	4 000
Revenu reporté provenant du gaz naturel .....	8 290	—
UTILISATION DU FONDS DE ROULEMENT	1 811 697	214 384
Acquisition de Pacific Petroleum Ltd.		
Actif net, aux valeurs attribuées,		
moins le fonds de roulement acquis	de \$47 838 (Note 2) .....	—
Encaisse détenue pour le placement	dans une filiale (Note 13) .....	—
Augmentation des placements .....	16 746	11 807
Acquisition d'immobilisations .....	219 236	166 958
Augmentation des charges reportées .....	11 322	9 940
Réduction de la dette à long terme .....	31 116	40 400
Frais d'émission d'actions privilégiées .....	1 697	—
AUGMENTATION (DIMINUTION) DU FONDS	1 728 140	229 105
DE ROULEMENT .....	83 557	(14 721)
FONDS DE ROULEMENT (NÉGATIF) AU DÉBUT	(733)	13 988
DE L'EXERCICE .....		
FONDS DE ROULEMENT (NÉGATIF) À LA FIN	\$ 82 824	\$ (733)
DE L'EXERCICE .....		

# État consolidé des résultats et des bénéfices non répartis

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1978

(en milliers de dollars)

	1978	1977
REVENUS		
Exploitation	\$174 344	\$88 718
Intérêt	20 926	3 975
Gain sur le change étranger	8 046	—
Participation au bénéfice des sociétés affiliées	1 779	—
	205 095	92 693
FRAIS		
Exploitation	53 763	13 810
Frais généraux et d'administration	23 196	13 198
Intérêt sur la dette à long terme	11 289	10 553
Autre intérêt	1 839	—
Amortissement et épuisement	38 388	24 471
Recherche	125	248
	128 600	62 280
BÉNÉFICE AVANT LES IMPÔTS SUR LE REVENU ET L'INTÉRÊT MINORITAIRE	76 495	30 413
PROVISION POUR LES IMPÔTS SUR LE REVENU (Note 10)		
Reportés	38 763	21 898
Exigibles	3 346	(1 000)
	42 109	20 898
BÉNÉFICE AVANT L'INTÉRÊT MINORITAIRE	34 386	9 515
INTÉRÊT MINORITAIRE DANS LES FILIALES	20 646	—
BÉNÉFICE NET DE L'EXERCICE	13 740	9 515
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS AU DÉBUT DE L'EXERCICE	12 848	3 333
FRAIS D'ÉMISSION D'ACTIONNAIRES PRIVILÉGIÉS	26 588	12 848
D'UNE FILIALE	1 697	—
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS À LA FIN DE L'EXERCICE	\$ 24 891	\$12 848

## Passif

### PASSIF À COURT TERME

Comptes-fournisseurs et frais courus.....	\$ 124 195	\$ 31 466
Portion de la dette à long terme échéant d'ici un an.....	36 839	20 400
	161 034	51 866
DETTES À LONG TERME (Note 7).....	300 277	193 600
REVENU REPORTÉ PROVENANT DU GAZ NATUREL.....	8 290	—
IMPÔTS SUR LE REVENU REPORTÉS.....	307 452	82 082
DÉBENTURES SUBORDONNÉES, 5%, CONVERTIBLES (Note 13) ..	25 004	—
INTÉRÊT MINORITAIRE DANS LES FILIALES (Note 8).....	1 744 165	—

## Avoir de l'actionnaire

### CAPITAL (Note 9)

Actions privilégiées.....	337 800	258 300
Actions ordinaires.....	440 000	280 000
	<hr/>	<hr/>
	777 800	538 300
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS.....	24 891	12 848

### ENGAGEMENT (Note 8)

\$ 3 348 913	\$ 878 696
--------------	------------

1978

1977



# Bilan consolidé

au 31 décembre 1978


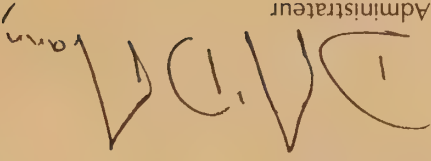
(en milliers de dollars)

## Actif

### ACTIF À COURT TERME

Encaisse et dépôts à court terme .....	\$ 76 471	\$ 21 453
Comptes-clients .....	127 984	24 088
Stocks .....	38 171	4 009
Dépôts et frais payés d'avance .....	1 232	1 583
243 858	51 133	
ENCAISSE DÉTENUE POUR PLACEMENT (Note 13) .....	749 000	—
PLACEMENTS (Note 3) .....	235 485	91 807
IMMOBILISATIONS, net (Note 4) .....	2 087 244	718 846
CHARGES REPORTÉES (Note 6) .....	33 326	16 910

Approuvé au nom du Conseil d'administration

 Administrateur  
 Administrateur

le 15 mars 1979

\$3 348 913

\$878 696

1978

1977

PEAT, MARWICK, MITCHELL & CIE  
COMPTABLES AGRÉÉS

À l'honorable Alastair W. Gillespie, C.P., député  
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources  
Chambre des Communes  
Ottawa, Canada

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1978 ainsi que les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Société au 31 décembre 1978 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Nous estimons également, en vertu de l'article 77 (1) de la Loi sur l'administration financière, qu'à notre avis, la Société a tenu les livres de comptabilité appropriés et que les opérations de la Société venues à notre connaissance étaient de la compétence de la Société.

Calgary, Canada  
le 15 mars 1979

*Peat, Marwick, Mitchell & Cie*

Comptables agréés

Revue financière

Les résultats financiers de Petro-Canada pour l'année 1978 reflètent sa croissance considérable, particulièrement par suite de l'achat en novembre du contrôle de Pacific Petroleum Ltd. Le 31 décembre 1978, la Société détenait 51,6 pour cent des actions ordinaires de Pacific achetées au coût de \$746,9 millions et acquérait subseqüemment toutes les actions restantes; la considération totale atteignait ainsi \$1 496 millions.

Les fonds qui ont servi à l'achat de Pacific provenaient principalement d'une émission d'actions privilégiées au montant de \$1 250 millions US par la filiale de la Société, Petro-Canada Exploration Inc. ("PEX"), à un groupe de banques à charte canadiennes. Les actions, qui sont rachetables au gré de PEX, prévoient le paiement de dividendes trimestriels basés au gré de PEX sur le pourcentage soit des taux de base des États-Unis, soit des taux LIBO (London Inter-Bank Offered Rates) des banques. Le taux de dividende actuel est d'environ 6,3 pour cent par an.

Les résultats financiers de la Société incluent ceux de Pacific Petroleum Ltd. depuis le 11 novembre 1978, date d'entrée en vigueur de l'acquisition. Les revenus de \$174,3 millions provenant de l'exploitation incluent \$70 millions engendrés par Pacific durant la période de contrôle. Si l'on déduit la contribution de Pacific des revenus provenant de l'exploitation, les \$104,3 millions qui restent provenant de l'exploitation de Petro-Canada se comparent avec les \$88,7 millions pour 1977, soit une hausse de 17 pour cent. Cette hausse est entièrement due aux prix plus élevés du pétrole et du gaz. Les revenus de l'intérêt de \$20,9 millions et un gain de \$8,1 millions sur le change étranger proviennent principalement de l'investissement et de la conversion en devises canadiennes des fonds excédentaires temporaires obtenus par l'émission d'actions privilégiées mentionnée plus tôt. Un revenu additionnel de \$1,8 million de l'avoir de Pacific au bénéfice net de sa filiale, Westcoast Transmission Company Limited, a donné un total de \$205,1 millions comme revenus consolidés de Petro-Canada, soit une augmentation de \$112,4 millions par rapport à 1977.

Le bénéfice avant les impôts sur le revenu et l'intérêt minortaire était de \$76,5 millions, comparativement avec celui de \$30,4 millions pour 1977. Une provision de \$42,1 millions pour les impôts sur le revenu reportés et exigibles a donné un bénéfice consolidé de \$34,4 millions avant l'intérêt minortaire qui inclut un bénéfice net de Pacific de \$14,4 millions du 11 novembre 1978 au 31 décembre 1978. Sept millions de dollars du bénéfice net de Pacific ont été réservés pour les détenteurs d'actions que ne possédait pas Petro-Canada (48,4 pour cent). L'intérêt minortaire, plus le paiement d'un dividende de \$13,6 millions sur les actions privilégiées de PEX, ont donné un intérêt minortaire total de \$20,6 millions, soit un

bénéfice net de \$13,7 millions pour l'année. Ce chiffre se compare avec \$9,5 millions pour 1977 et il représente une augmentation de 44 pour cent.

Des fonds de \$99,5 millions ont été obtenus par l'exploitation, en comparaison de \$55,9 millions en 1977. De plus, la vente des actions privilégiées par PEX a engendré \$1 464,4 millions, Petro-Canada a émis des actions au Gouvernement du Canada au montant de \$239,5 millions et on a reçu \$8,3 millions en revenu reporté provenant du gaz naturel déjà payé mais non pris, ce qui a donné un total de \$1 811,7 millions à la provenance du fonds de roulement. Ce fonds a été utilisé comme suit:

Acquisition de 51,6% de Pacific Petroleum Ltd.	(en millions)
(actif net moins le fonds de roulement	
de \$47,8 millions) .....	\$ 699,0
Fonds détenus pour compléter l'achat de Pacific .....	749,0
Exploration et exploitation du pétrole et du gaz .....	140,6
Panarctic Oils Ltd. ....	16,7
Projet Synchrude .....	78,7
Gaz polaire, pétrole lourd, GNL de l'Arctique et autres études sur la faisabilité de projets (charges reportées) .....	11,3
Réduction de la dette à long terme .....	31,1
Frais d'émission d'actions (PEX) .....	1,7
Augmentation du fonds de roulement .....	83,6
	<hr/> \$1 811,7

Au 31 décembre 1978, l'actif consolidé totalisait \$3 348,9 millions, comparativement avec \$878,7 millions à la fin de l'année précédente. L'augmentation principale provient de l'inclusion de 100 pour cent de l'avoir de Pacific à son coût historique, plus l'excédent de la somme payée en considération pour les actions de Pacific au-delà de leur valeur comptable. Contribuent également à la hausse de l'avoir net consolidé les \$749 millions détenus au 31 décembre 1978 pour compléter l'acquisition de Pacific. L'actif consolidé consiste en actif à court terme de \$243,9 millions; encaisses de \$749 millions pour l'achat de Pacific; placements de \$235,5 millions (principalement Westcoast Transmission Company Limited et Panarctic Oils Ltd.); \$2 087,2 millions pour immobilisations et \$33,3 millions pour charges reportées.

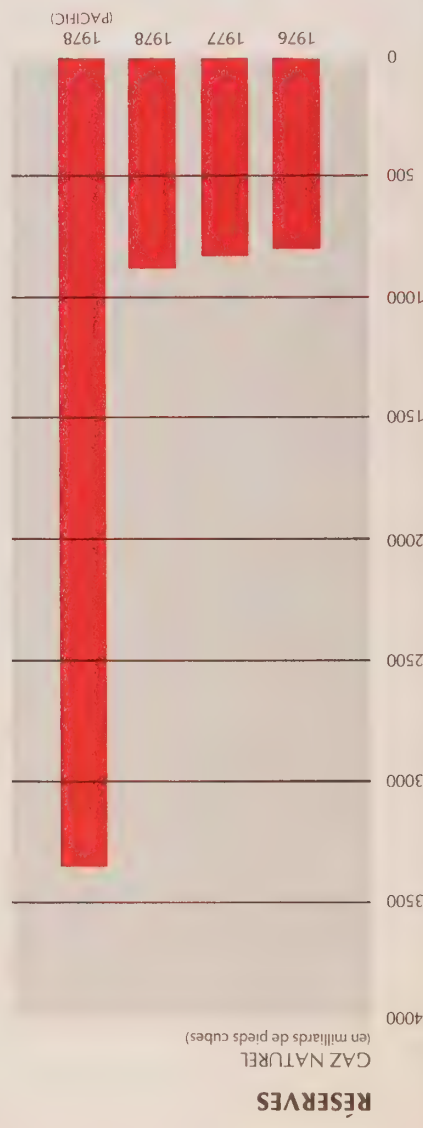
La déduction du passif à court terme, des impôts sur le revenu reportés et de l'intérêt minortaire dans les filiales, totalisant \$2 546,2 millions, donne un avoir de l'actionnaire de \$802,7 millions au 31 décembre 1978, soit une hausse de \$251,6 millions sur le solde au 31 décembre 1977. Le fonds de roulement au 31 décembre 1978 était de \$82,8 millions, comparativement au fonds de roulement négatif de \$0,7 millions au 31 décembre 1977.



# Autres activités

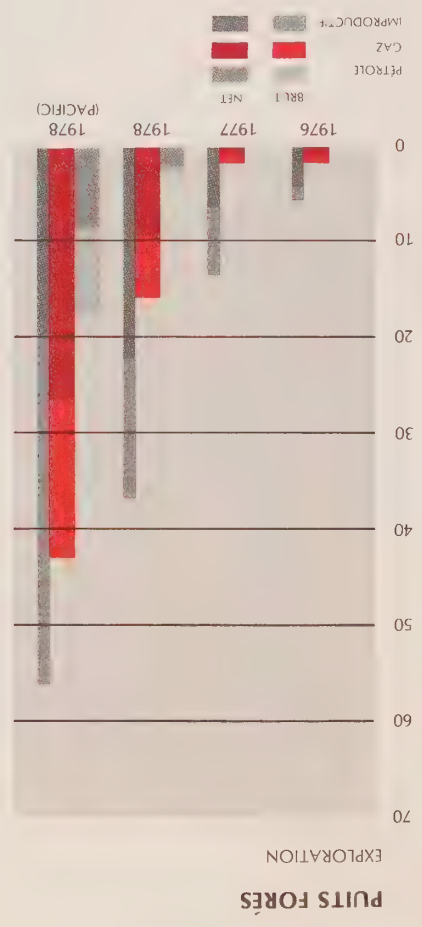
Petro-Canada acquiert un intérêt de 10 pour cent dans le pipe-line Cochin, un pipe-line de 3 000 kilomètres pour le transport des dérivés liquides du gaz naturel d'Edmonton à Sarnia. Le réseau complet en 1978 à un coût total de \$320 millions a commencé les livraisons d'éthane, d'éthylène et de propane en 1978 vers les marchés de l'est du Canada et des États-Unis. La capacité totale du pipe-line de 85 000 barils par jour devrait être atteinte à la fin de 1979.

La Société acquiert également, par son acquisition de Pacific, un intérêt de 32 pour cent dans Westcoast



# Raffinage et marketing

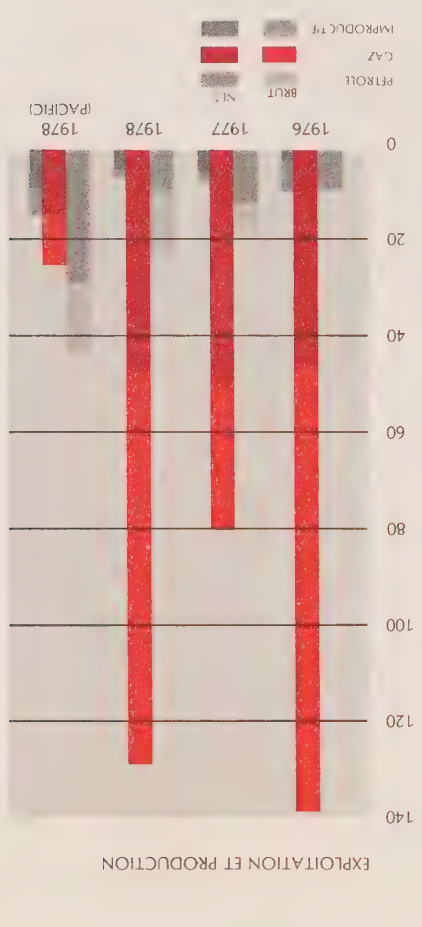
La Société aura une petite raffinerie d'une capacité de production de 15 400 barils par jour de pétrole brut et de condensat à Taylor, en Colombie-Britannique, et 426 débouchés de détail et de débouchés en gros de commercialisation s'étendant de l'île de Vancouver à Thunder Bay, en Ontario.



# Activités corporatives

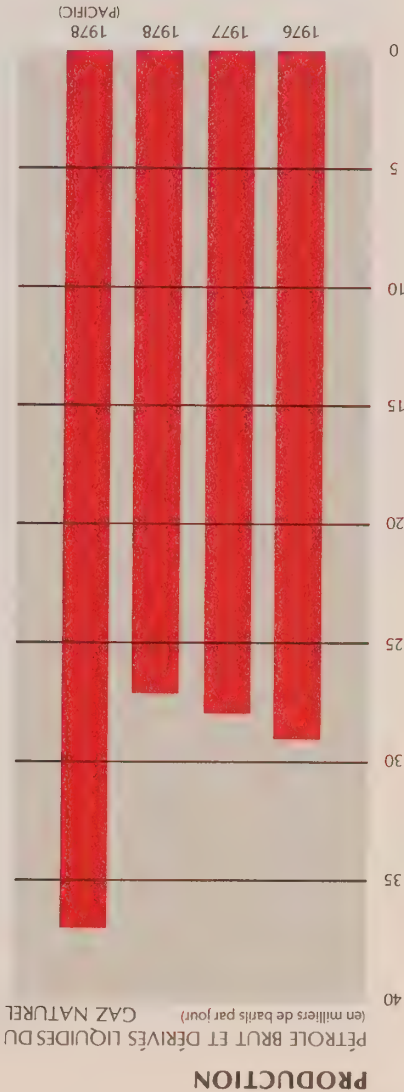
La Société reconnaît que l'acquisition d'une compagnie ne représente pas seulement une façon d'acheter des avoirs, de la quincaillerie et des propriétés. Plus de 1 100 employés de Pacific se joindront au personnel de la société Petro-Canada et la Société a déjà adopté des mesures pour assurer que ces employés deviennent une partie intégrale des opérations de Petro-Canada. La Société envisage avec joie l'extension et l'intégration des travaux des deux groupes qui devaient produire comme résultat une organisation plus puissante et plus dynamique.

La vente de produits de marque Pacific, principalement de l'essence à moteur et de distillat, constitue environ cinq pour cent des ventes de l'industrie en 1978 pour l'Ouest du Canada.



Le graphique du sommaire de la production révèle le niveau de production du pétrole et des dérivés liquides du gaz naturel des trois dernières années pour Petro-Canada et pour l'année 1978, tel que rapporté par Pacific. La production totale du pétrole et des dérivés liquides du gaz naturel des sociétés combinées a été de 23,6 millions de barils pour 1978, ce qui classe Petro-Canada au septième rang quant à la production de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel au Canada. La production totale du gaz naturel des sociétés combinées pour 1978 a été de 144 millions de pieds cubes, ce qui classe Petro-Canada au

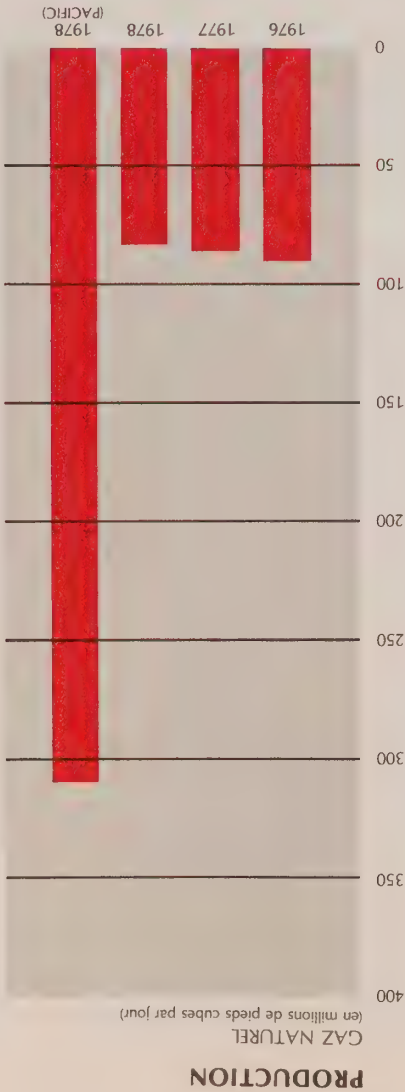
## Production



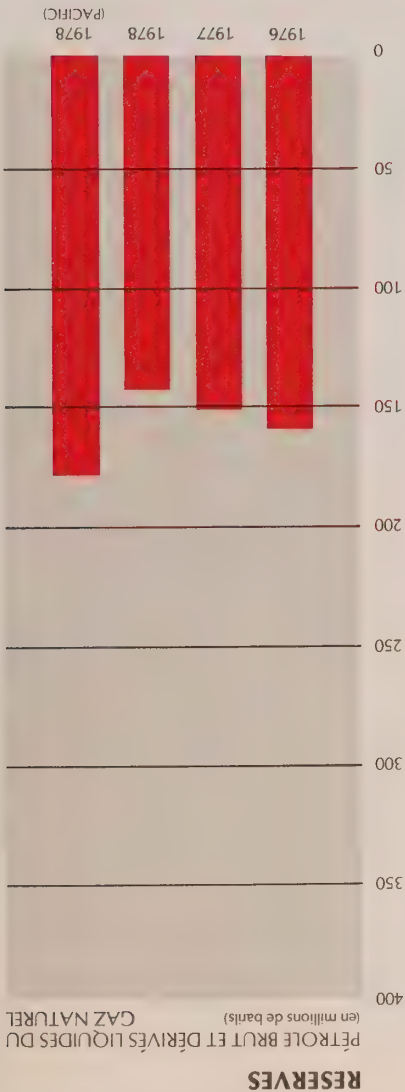
deuxième rang quant à la production de gaz. Les graphiques illustrant les réserves fournissent les estimés de bases des réserves des deux sociétés à la fin de 1978.

## Charbon/minage

Jusqu'à maintenant, Petro-Canada n'a pas joué un rôle actif dans l'exploration du charbon ni dans des activités de minage. L'acquisition de Pacific lui offre plusieurs possibilités dans ces secteurs. La Société aura un intérêt de 50 pour cent dans les



réserves de charbon d'environ 74 000 acres à la propriété de charbon métallurgique de Monkman Pass dans le nord-est de la Colombie-Britannique et un intérêt de 80 pour cent dans 31 473 acres dans les propriétés de charbon thermal de Lethbridge, en Alberta. Pour le minage, la Société acquiert un intérêt dans deux propriétés d'uranium en Colombie-Britannique et dans le nord de la Saskatchewan et des possibilités de minage près de Pine Point, dans les T. du N.-O. ainsi que dans le nord de l'État de Washington, près de la frontière de la C.-B.



# Sables pétroliers et pétrole lourd

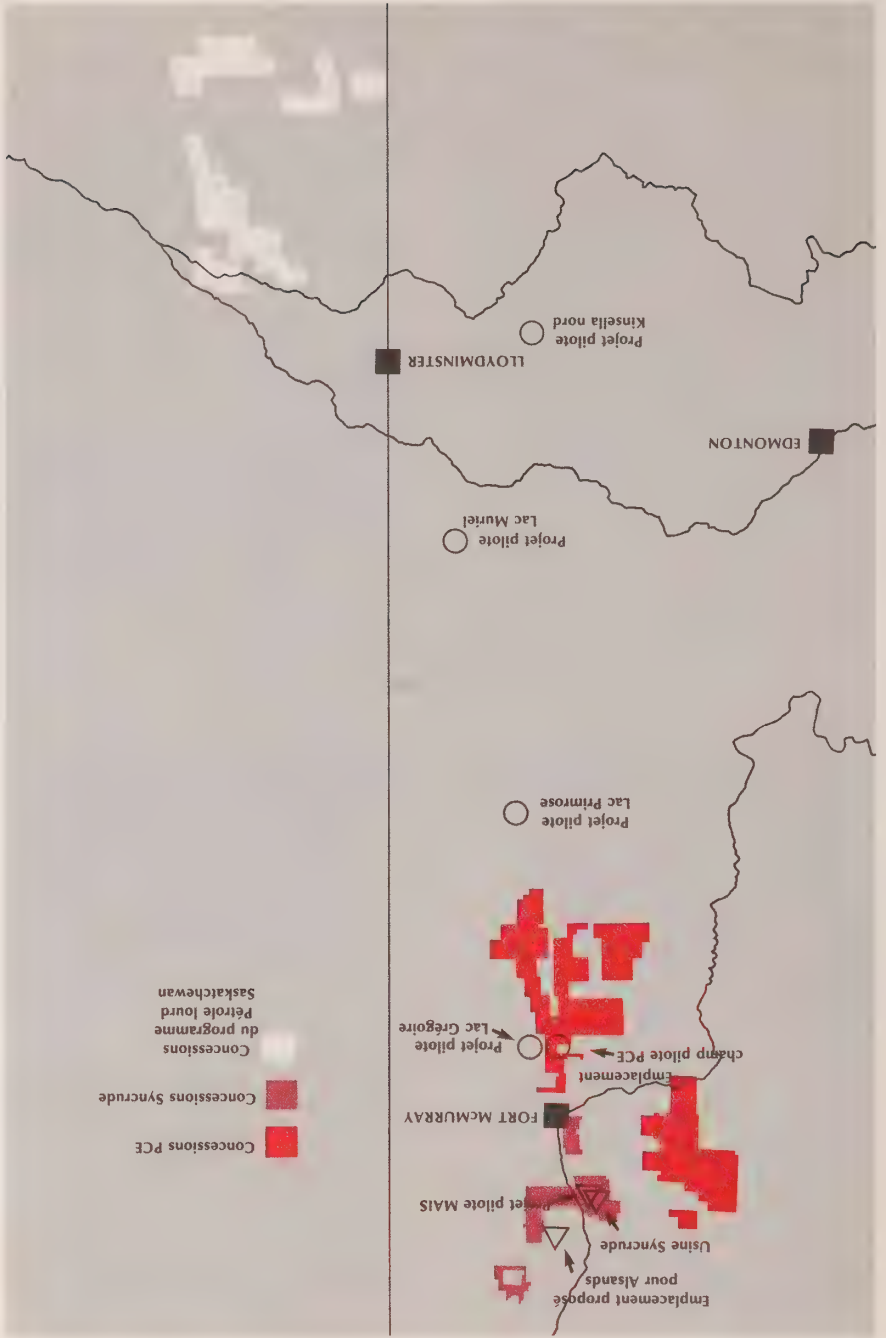
En poursuivant son mandat qui consiste à travailler pour assurer l'autonomie énergétique du Canada, Petro-Canada a attaché une importance particulière à l'exploitation des gigantesques réserves de sables pétroliers et de

pétrole lourd du Canada. L'exploration et l'exploitation des sables pétroliers et du pétrole lourd représentent des travaux qui doivent être poursuivis sur plusieurs fronts. Par sa participation au Projet Syncrude, au Projet P.C.E., au Projet MAIS et au programme de développement du pétrole lourd classique de la Saskatchewan, Petro-Canada

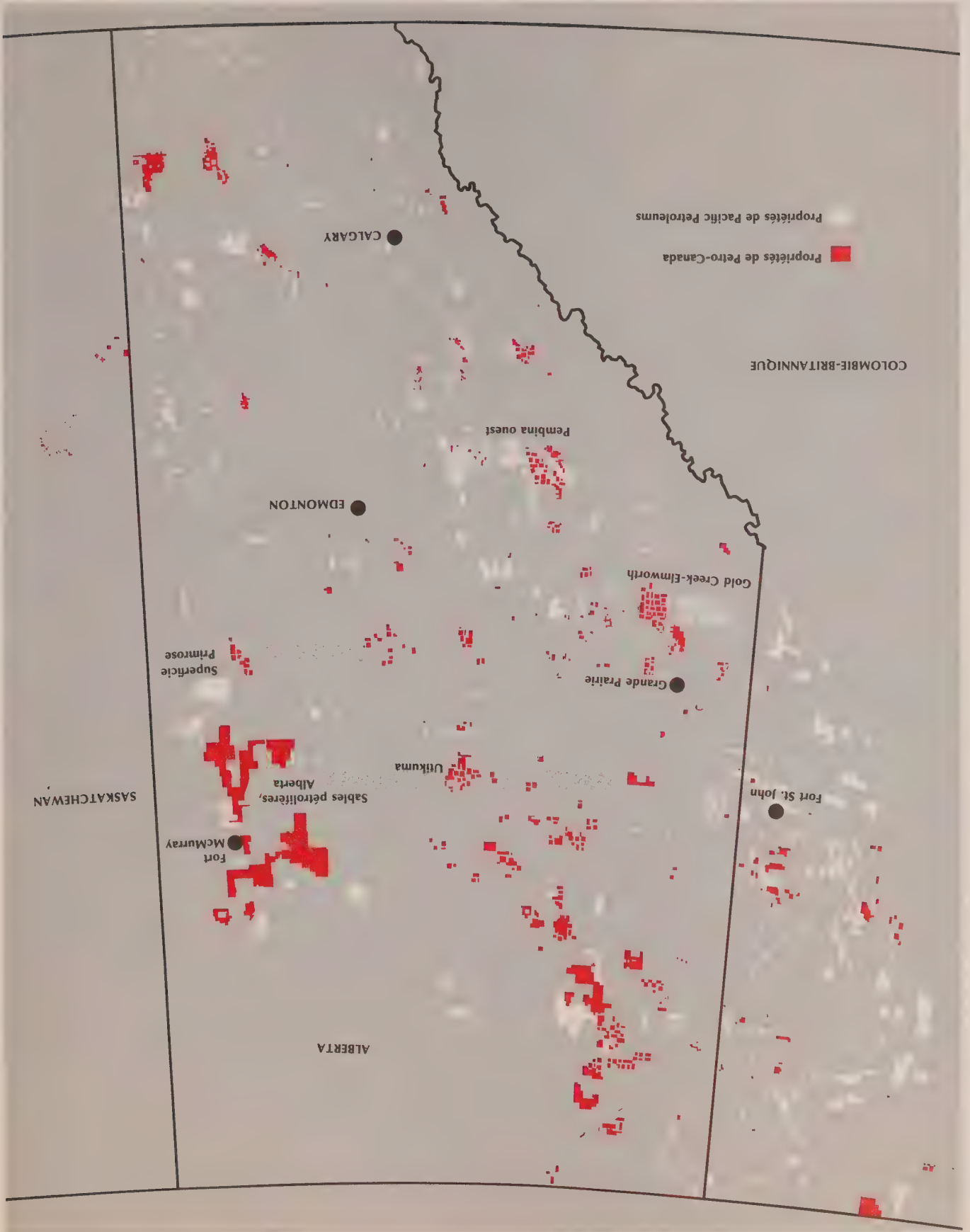
manifeste vigoureusement son intérêt dans l'exploitation des sables pétroliers et des pétroles lourds. L'acquisition de Pacific permet à Petro-Canada d'exercer son activité dans six régions importantes additionnelles où l'on exploite les sables pétroliers et le pétrole lourd. Grâce à son acquisition, la Société devient membre du groupe Alsands qui planifie présentement la construction d'une troisième usine de minage pour les sables pétroliers de l'Alberta.

Dans la région in situ des sables pétroliers, Petro-Canada participera également par son acquisition à un projet pilote de récupération par combustion avançante et injection d'eau au lac Grégoire, un projet pilote de stimulation par vapeur de sept puits au lac Muriel, un projet pilote d'injection vapeur/air au champ North Kinella, et un programme de développement exploratoire de Primrose Lake dans les gisements pétroliers de Cold Lake.

Tout comme pour le programme du pétrole lourd de la Saskatchewan, Petro-Canada assumera le leadership d'un groupe de sociétés qui étudient les facteurs économiques que représente la construction d'une usine de valorisation du pétrole lourd en charge d'alimentation qui pourrait ensuite être utilisée dans les raffineries canadiennes existantes — travail supplémentaire que la Société a déjà accompli lors de ses études sur la valorisation du pétrole lourd.







# Exploration

L'acquisition de Pacific Petroleum augmente de façon significative la superficie que possède la Société. À noter particulièrement, l'importante superficie dans les régions de production courante du bassin sédimentaire de l'Ouest qui ajoute à la superficie considérable d'exploration de Petro-Canada dans les régions recueillies. La Société acquiert également un intérêt important dans trois régions prometteuses du bassin de l'Ouest; un intérêt dans 66 600 acres brutes de la région d'Elmworth, divers intérêts dans 27 000 acres de West Pembina et des droits d'exploration dans une partie de Primrose Range.

Ces intérêts, ajoutés à ceux que possède Petro-Canada dans la région d'Elmworth-Gold Creek et à Ulukuma, lui fournissent une opportunité d'explorer et de développer des régions prometteuses du bassin de l'Ouest. Petro-Canada y poursuivra donc ses activités d'exploration de façon vigoureuse puisque ce sont des régions qui peuvent augmenter sa capacité de production et ses réserves dans un temps relativement court et à un coût relativement peu élevé, en comparaison des coûts et du temps requis pour des activités dans les régions recueillies.

Dans ces régions, l'acquisition lui donne un intérêt de plus dans des concessions d'exploration dans la Mer de Beaufort, les îles de l'Arctique et le Plateau du Labrador.

Le graphique des puits forés combinés des deux sociétés donne une indication du niveau d'activité entrepris par les sociétés.

L'acquisition de Pacific apportera pour la première fois à Petro-Canada des intérêts d'exploration internationale concrète aux États-Unis, en Méditerranée espagnole où l'on se prépare à mettre les découvertes en production, ainsi qu'au Royaume Uni, tant sur terre qu'au large du pays.



# Opérations combinées

Bien que Petro-Canada n'ait acquis le contrôle de Pacific qu'à la fin de 1978, une description complète est donnée avec les activités de Petro-Canada afin de permettre une meilleure compréhension de la nature et de l'ampleur des opérations futures de la Société. Cependant, les résultats financiers rapportés ne tiennent compte que de 51,6 pour cent des actions de Pacific que possède Petro-Canada et ne tiennent compte également des effets financiers de l'acquisition que depuis le 1<sup>er</sup> novembre 1978, date de l'entrée en vigueur du contrôle de Petro-Canada. Avec l'acquisition, Petro-Canada devient l'une des sociétés les plus importantes d'appartenance canadienne dans l'industrie du pétrole et du gaz au Canada. La Société participe présentement à des travaux d'exploration dans les régions reculées, des projets de développement technologique, des entreprises dans des régions de production classique importantes et elle participe, en outre, à de grands travaux dans de nouveaux projets d'exploration du bassin de l'Ouest, en plus de jouer un rôle dans quelques opérations de raffinage, de marketing et de transport.



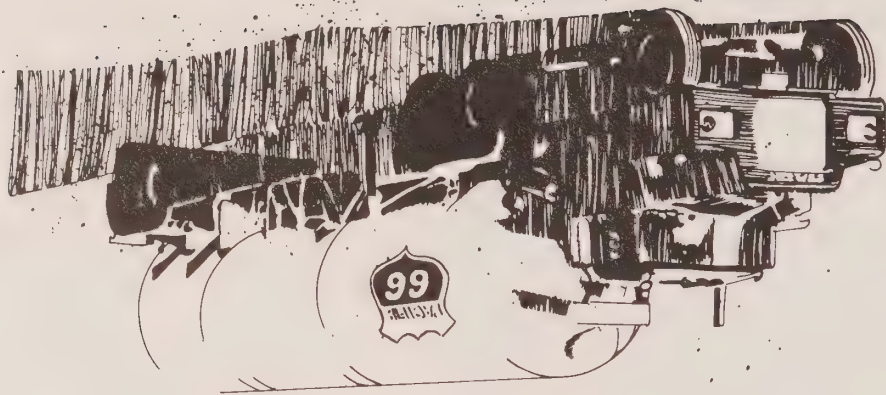


# Acquisition de Pacific Petroleum Ltd.

## Événements subséquents

Le 15 janvier 1979, Petro-Canada annonçait qu'elle ferait une offre pour acheter toutes les actions de Pacific Petroleum Ltd. qui n'étaient pas déjà sa propriété au prix net de \$65,02 C\$ par action en argent. Le 17 janvier 1979, en se basant sur une évaluation indépendante des actions, le Conseil d'administration de Pacific recommandait l'acceptation de cette offre. Le 12 mars 1979, Petro-Canada annonçait que son offre était close. À ce moment, la Société avait acquis 96 pour cent des actions auxquelles l'offre s'appliquait ou 98 pour cent de toutes les actions de Pacific. Petro-Canada annonçait également que la Société avait l'intention d'exercer le droit d'acquiescer, en vertu des clauses de la Loi sur les sociétés commerciales canadiennes, les actions que les détenteurs n'avaient pas encore soumises à la suite de l'offre.

Canada, ne fournissent pas un rendement immédiat en argent, pas plus que l'investissement dans l'exploration des régions reculées, les projets de développement technologique et les initiatives prises lors de la quête de nouvelles possibilités énergétiques. Ces activités, entreprises pour exécuter le mandat de la Société sont, comme le démontre la participation des associés du secteur privé, bien en dedans des paramètres commerciaux qu'utilise l'industrie, mais seulement lorsqu'elles sont équilibrées par des rendements moins risqués et qui rapportent de façon immédiate. Tout en continuant de consacrer une part relativement large de son budget aux projets à plus long terme comme l'entendement des normes purement commerciales, Petro-Canada dispose maintenant d'une plus grande marge immédiate d'appuyer ses activités. La Société occupe ainsi une présence importante dans l'exploration et la production et elle participe également à d'autres secteurs d'activité de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz.

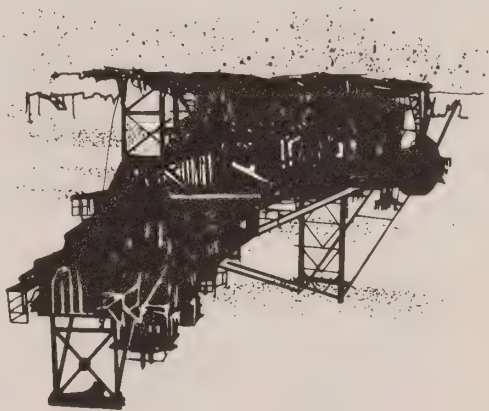


Le 10 novembre 1978, Petro-Canada entreprenait la première étape vers la réussite de la plus grande acquisition jamais faite au Canada. À cette date, la Société achetait de Phillips Petroleum Co. de Bartlesville, en Oklahoma, un bloc de 10 326 321 actions de Pacific Petroleum Ltd. de Calgary au prix de \$55,50 US, soit l'équivalent à ce moment de \$65,02 C\$ par action. La Société annonçait qu'elle avait complété des ententes pour obtenir \$1,25 milliard US d'un groupe de banques canadiennes à charte par la vente d'actions privilégiées d'une de ses filiales.

À la fin de l'année, Petro-Canada possédait 11 497 519 actions ordinaires de Pacific Petroleum — légèrement plus que 50 pour cent des actions ordinaires en circulation. L'objectif fondamental de Petro-Canada en procédant à l'acquisition de Pacific Petroleum était de devenir une présence importante dans l'industrie du pétrole et du gaz du Canada. Les trois premières années d'activité et de dépenses de Petro-Canada ont été orientées de façon prédominante et disproportionnée vers les projets à risques élevés et d'une échéance de production assez longue. Ses investissements dans le Projet Synchrude, dans Panarctic et dans le Projet Gaz polaire, entrepris à la requête du Gouvernement du

# Syncrude Canada

\$2,3 milliards, en incluant les modifications qui ont été apportées à la construction après le début des opérations, mais en excluant l'usine connexe et les pipe-lines qui ne sont pas directement possédés par les participants. Le revenu brut de Petro-Canada a été beaucoup plus bas que le revenu espéré, par suite



Les dépenses nettes de Petro-Canada de \$78,7 millions en 1978, en calculant les coûts de la mise en exploitation et le revenu net obtenu par le produit, ont établi le total des dépenses pour le Projet Syncrude à \$337,8 millions à la fin de l'année. Le coût total estimé du Projet est de

Au cours de 1978, Syncrude Canada Ltd. (dont Petro-Canada détient un intérêt de 15 pour cent) posait un jalon important en complétant la construction de son usine et en la mettant en fonctionnement. C'est le 30 juillet dernier que l'on achevait le premier produit synthétique de pétrole lourd dans le pipe-line des sables pétroliers de l'Alberta. À la fin de l'année, les expéditions de lourd synthétique à l'oléoduc totalisaient 3,6 millions de barils. Le Projet Syncrude a été officiellement inauguré le 15 septembre 1978 au cours d'une cérémonie à laquelle assistaient des représentants des gouvernements du Canada, de l'Alberta, de l'Ontario et de l'industrie.

des problèmes survenus à l'usine après le début des opérations qui ont réduit la production pour l'année.

En 1978, des amendements à la Loi sur l'administration du pétrole ont permis que le brut synthétique produit au Projet Syncrude soit vendu à des prix internationaux.

## Projet pilote de l'Arctique

Le 17 janvier 1979, Petro-Canada et ses associés, ACTL et Melville Shipping Ltd. (formé de Federal Commerce and Navigation Co. Ltd., Canada Steamship Lines Ltd. et Upper Lakes Shipping Ltd.) ont présenté une Demande de permis auprès des diverses autorités réglementaires relativement à la réalisation du Projet pilote de l'Arctique. Le Projet sera le premier du genre dans le transport des ressources de l'Arctique vers le sud à longeur d'année. On s'attend que les audiences commencent vers la fin de 1979.

Le Projet implique la production de gaz de huit puits sur terre, l'acheminement de ce gaz par un gazoduc de 160 km vers la rive sud de l'île Melville, sa liquéfaction et son transport vers un terminal du Sud dans l'Est du Canada pour des fins de regazéification et d'utilisation. Le gaz sera transporté par deux méthanières brise-glace de la catégorie Arctique 7 qui peuvent transporter 140 000 mètres cubes de gaz naturel liquéfié. Le coût total du Projet sera d'environ \$1,5 milliard. Petro-Canada recherche présentement des acheteurs de gaz et prépare un contrat d'approvisionnement avec le propriétaire du gaz. La production du Projet sera de 250 millions de pieds cubes de gaz par jour.

Avant de présenter la Demande de permis, on a entrepris des études intensives durant deux ans sur des facteurs technologiques, environnementaux et sécuritaires du Projet qui ont coûté \$11 millions.

## Projet P.C.E.

En novembre 1978, le groupe P.C.E., formé de Petro-Canada, Canada-Cities Service Ltd. et Esso Resources Canada Limited, a réalisé une entente d'amodation de 15 ans en trois phases avec la Japan Canada Oil Sands Limited (JACO) selon laquelle JACO pourrait acquérir un intérêt de 25 pour cent non divisé sur 34 concessions couvrant 1,25 million d'acres dans la partie in situ des sables pétroliers d'Athabasca. De plus, JACO acquerra des droits au procédé de récupération in situ que possède le Groupe P.C.E., procédé connu sous le nom de préchauffage à l'électricité suivi de poussée-vapeur.

Le Groupe, dont l'agent opérateur est Petro-Canada, étudie depuis quelques années la faisabilité du procédé de récupération à préchauffage d'électricité suivi de poussée-vapeur. Il a entrepris des plans pour tester le procédé dans des conditions de champs au cours d'une petite épreuve pilote à environ 40 kilomètres au sud de Fort McMurray. La construction de l'usine pilote doit commencer en mai 1979, et l'usine devrait entrer en production vers le milieu de 1980. En plus de la recherche de base requise pour appuyer le test du champ pilote, le Groupe P.C.E. a poursuivi en 1978 son programme systématique d'évaluation des réserves en place sur les 34 concessions en forant 16 puits à peu de profondeur. En vertu de ce programme, on forera 87 puits additionnels à peu de profondeur au cours des trois prochaines années.



# Production et exploitation

## Production classique

Durant 1978, les revenus provenant des ventes de pétrole brut, de dérivés liquides du gaz naturel et de gaz naturel ont augmenté par rapport aux revenus provenant des mêmes sources en 1977. En dépit de cette hausse, la production de pétrole brut, de dérivés du gaz naturel et de gaz de la Société a été moindre que sa capacité, reflétant le prorata continu pour compenser les contraintes du marché.

La construction de l'usine de gaz Connorsville dans le sud-ouest de l'Alberta, pour laquelle Petro-Canada possède un intérêt de cinquante pour cent comme agent opérateur, a été complétée et a commencé à fonctionner en 1978.

La construction d'une autre usine de gaz exploitée par Petro-Canada se poursuivait également à la fin de l'année à Paddle Prairie, dans le

nord-ouest de l'Alberta; cette usine, conçue pour traiter 30 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour, sera complétée au début de 1979.

Enfin, dans son programme d'extension de forage, Petro-Canada a participé aux travaux de 174 puits bruts. Ce chiffre se compare aux 128 puits bruts forés en 1977.

## Production

La production de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel de la Société a été en moyenne de 27,2 milliers de barils par jour avant redevances.

La production de gaz a été en moyenne de 83,6 millions de pieds cubes par jour avant redevances.

## Réserves

En 1978, Petro-Canada a complété une évaluation intensive des réserves. À la fin de l'année, en calculant les additions de la production et des réserves, la Société évaluait ses réserves à 143 millions de barils de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel avant redevances comparativement à 151,6 millions de barils à la fin de 1977.

Les réserves de gaz de la Société, à la fin de l'année, étaient évaluées à 878 milliards de pieds cubes avant redevances, en calculant les additions de production et des réserves. Ce chiffre se compare aux réserves de 821,8 milliards de pieds cubes avant redevances pour l'année 1977.





## L'Arctique et les Territoires du Nord-Ouest

Dans la baie Baffin, Petro-Canada, en tant que maître d'oeuvre du Projet EAMES, a exécuté une importante étude de l'environnement à l'échelle régionale et à l'échelle de certains sites au coût de \$7 millions. Les études ont porté sur les mouvements de la glace, les courants marins et sur les autres facteurs de l'environnement afin de déterminer les mesures de sécurité nécessaires. Le nord de la baie Baffin contient un bassin sédimentaire très prometteur où l'on n'a pas encore exécuté de forage mais où l'on a déjà repéré des fuites naturelles de pétrole et où l'on a cartographié un certain nombre de structures géologiques favorables.

On a accompli un pas important vers le développement commercial des réserves de gaz de l'Arctique en complétant le forage d'un puits au large dans le champ de gaz de Drake Point à Drake F-76. On a testé le débit de ce puits à des taux de plus de 75 millions de pieds cubes de gaz par jour. Les résultats ont confirmé

La société Petro-Canada, de son propre chef ou par son intérêt au Panarctic Oils Ltd., a participé au forage de 8 des 9 puits forés dans les îles de l'Arctique au cours de 1978. Deux puits ont été forés par le Groupe d'exploration des îles de l'Arctique (Panarctic Oils Ltd., Petro-Canada, Esso Resources Canada Limited et Gulf Canada Limited) dont l'un a résulté en une petite découverte de gaz à Roche Point 0-43. Deux puits additionnels improductifs ont été forés par Panarctic sur les îles Melville et Bathurst afin de découvrir des réserves de gaz sur terre.



## L'Ouest du Canada

En Alberta, on a concentré les travaux d'exploration sur des terres que possédait déjà la société Petro-Canada. Durant 1978, on a complété un total de 44 puits d'exploration et de délimitation comme partie d'un

les excellentes caractéristiques de production du réservoir ainsi que la faisabilité de connection des puits du large par pipe-line aux installations de traitement du gaz sur terre.

Dome Petroleum a foré un puits à Natsek E-56 dans la Mer de Beaufort, en vertu d'une entente d'amodiation selon laquelle Dome devra forer deux puits pour acquérir une partie de l'intérêt de Petro-Canada dans 643 000 acres. Ce puits, commencé en 1977, a été foré à une profondeur de 2 695 mètres en 1978, et il sera foré à une profondeur totale finale en 1979.

programme important dans le bassin de l'Ouest. Puis, dans le cadre d'un programme actif d'exploration de la part de l'industrie dans la région Gold Creek-Elmworth, Petro-Canada et ses associés y ont foré douze puits, dont dix ont été complétés comme puits de gaz. Au cours de ces forages, le Lator 2-29 a révélé une découverte importante de gaz à un taux de 6 millions de pieds cubes par jour. On poursuit d'autres travaux de forage et d'autres études du réservoir afin d'évaluer entièrement le volume de cette nouvelle découverte de gaz.

Au lac Bison, on a foré quatre puits productifs dans le cadre d'un programme de forage de six puits afin d'évaluer ce réservoir de gaz peu profond que possède entièrement Petro-Canada. Le forage s'est continué dans la région de Hanlan où l'on a découvert du gaz en 1977.

Au lac Utikuma, on a foré quatre puits d'exploration, dont un produit du pétrole.

Dans d'autres régions, on a découvert du gaz à Bettis Creek et un réservoir saturé de bitume dans la région de Golden Lake.

Pour accélérer l'exploration et l'exploitation des réserves de pétrole lourd, Petro-Canada, Gulf Canada Limited et Saskatchewan Oil and Gas Corporation ont conclu une entente avec le Gouvernement de la Saskatchewan qui pourrait représenter une dépense de \$99 millions au cours d'une période de huit ans pour des projets d'exploration, d'exploitation et de récupération accélérée. Le consortium acquerra un maximum de 162 500 acres d'une sélection initiale de 500 000 acres des terres fédérales.

En 1978, Petro-Canada a poursuivi ses activités d'exploration dans les régions éloignées et dans le bassin de l'Ouest.

La Société a participé au forage de 16 des 26 puits forés dans les régions recuées du Canada en 1978.

Un total de \$60 millions a été

dépensé en activités d'exploration dans les régions recuées en 1978, ce qui porte à \$152 millions le total des dépenses affectées à cette fin par la

Société depuis ses débuts. La

Société a maintenant des

concessions couvrant une superficie brute de 82 millions d'acres de

terrains sous permis dans les régions éloignées, sans compter les

superficies détenues par Panarctic Oils Ltd. dont Petro-Canada

possède 45 pour cent des actions.

En Alberta, la Société a poursuivi ses forages d'exploration et de

délimitation de puits productifs dans le secteur de Elmworth-Gold Creek,

au lac Utikuma et au lac Bison. La

Société a dépensé \$32 millions en 1978 à des activités d'exploration et

de développement dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

## Au large de la Nouvelle-Écosse

L'exploration s'est poursuivie en 1978 par un programme de forage d'amodation de cinq puits dans le bassin de Sable selon lequel Petro-Canada et Kaiser Ressources Ltd. obtiendront respectivement un intérêt de 30 pour cent et un intérêt de 10 pour cent dans une superficie importante de terres de Mobil Oil Canada Ltd.

## Labrador — Baie Baffin

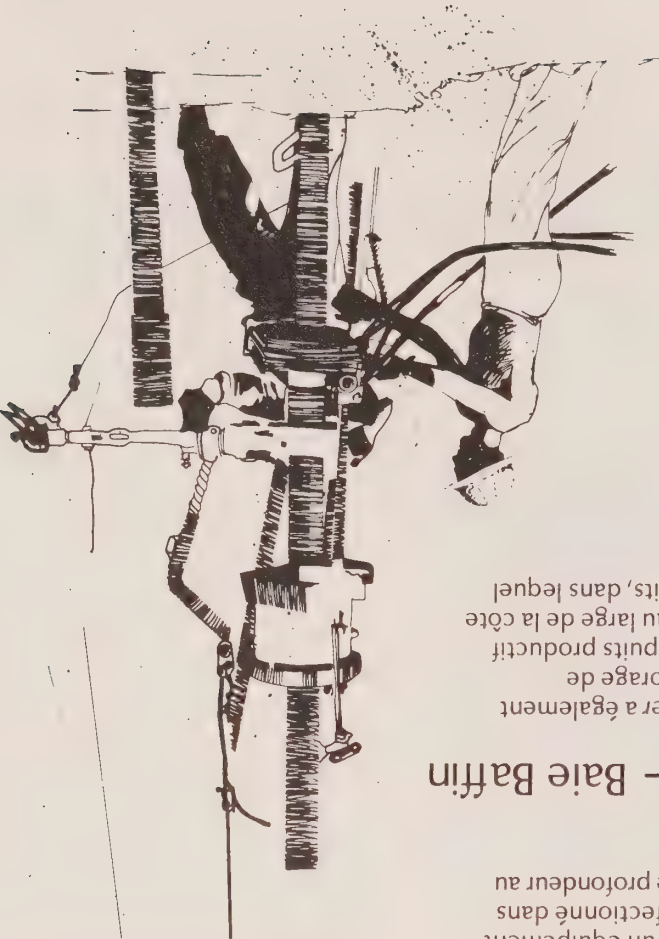
Le Ben Ocean Lancer a également été utilisé pour le forage de reconnaissance du puits productif de Hopedale E-33 au large de la côte du Labrador. Ce puits, dans lequel

Un forage de reconnaissance important mais improductif a été effectué par Petro-Canada et Chevron Standard Limited dans un terrain de Shell Canada Ressources Limited à Acadia K-62, depuis la plate-forme de forage du Ben Ocean Lancer, un "navire de forage" spécifiquement conçu, dans 864 mètres d'eau. C'était la première fois que l'on employait un équipement de forage aussi perfectionné dans des eaux d'une telle profondeur au

Canada.

Quatre puits ont été terminés en 1978. Le forage de Venture D-23, le dernier puits du programme, a débuté à la fin de l'année. Le puits Thebaud I-94, foré comme puits d'extension d'un puits productif, a prouvé la continuation du sable gazeux qui avait été découvert dans les puits précédents. Les forages de reconnaissance des puits Milgiant N-20 et Cohasset L-97 ont tous deux prouvé l'existence d'un peu de gaz. Le puits Cohasset P-42, dans l'entourage d'un puits précédent où l'on avait trouvé du pétrole, est resté improductif.

Petro-Canada possède un intérêt important, a permis d'extraire du gaz au taux de 19,5 millions de pieds cubes par jour depuis la zone située à 1 983 mètres, et au taux de 14,2 millions de pieds cubes depuis la zone située à 1 948 mètres. On a produit avec ce gaz des condensats de l'ordre de 300 à 500 barils par jour. D'autres forages seront entrepris en 1979 afin d'évaluer l'importance de cette découverte. Suite aux études sismiques et aux relevés environnementaux qui ont été effectués en 1978 ainsi qu'au cours des années précédentes, Petro-Canada participera à de nombreuses activités d'exploration durant 1979 dans plusieurs autres endroits au large de la côte Est. Petro-Canada a participé à des études sismiques au large du Labrador, dans la région de Fogo/Hare Bay, avec un groupe de British Petroleum, afin de choisir des sites de forage pour 1979.





Petro-Canada a aussi fait une soumission au Gouvernement de la Norvège, en concurrence avec d'autres sociétés importantes, en vue d'obtenir des droits dans diverses parcelles de territoires où sont actuellement offerts des permis d'exploration dans la Mer du Nord.



La Société continue aussi ses études de recherche et de développement sur diverses techniques destinées à valoriser l'huile lourde, de concert avec la Société nationale des pétroles du Venezuela, Petroleos de Venezuela, afin d'améliorer l'exploitation des vastes réserves de sables bitumineux et d'huile lourde qui existent dans ce pays comme dans le nôtre.

Petro-Canada et ses associés ont été invités à présenter des soumissions en vue de l'exploration du pétrole au large du littoral de la République populaire de Chine.

Enfin, Petro-Canada tient des pourparlers avec la Société nationale des pétroles du Mexique, Petroleos Mexicanos (PEMEX), au sujet de la meilleure façon dont le Canada pourrait, à l'avenir, obtenir des approvisionnements de pétrole du Mexique.

Dans un monde devenu de plus en plus conscient de l'importance stratégique des approvisionnements en énergie, les relations d'État à État pourraient jouer un rôle de plus en plus grand dans la répartition mondiale des ressources énergétiques. Par ailleurs, il n'y a pas actuellement de compagnie canadienne qui soit impliquée dans l'exploration étrangère dans le but spécifique d'apporter du pétrole dans les marchés canadiens. Petro-Canada espère donc que ses propres efforts et que son aide aux sociétés canadiennes désireuses de participer à de telles explorations (mais qui pourraient éprouver des difficultés à y être admises) contribueront à protéger les intérêts énergétiques du Canada dans le monde, compte tenu du fait que le Canada continuera sans doute, dans l'avenir prévisible, de dépendre de sources étrangères pour une partie, au moins, de ses approvisionnements en énergie.

### Affaires sociales et environnementales

Petro-Canada poursuit sa politique qui consiste à minimiser les effets négatifs et à maximiser les avantages que peuvent causer ses projets, tant du point de vue environnemental que biophysique que social auprès des communautés où se déroulent ces projets. La Société tient compte de ces éléments dans chacune de ses phases d'activité, qui inclut la participation de représentants locaux dans la planification même de ses projets par l'intermédiaire de programmes suivis de liaison avec les résidents.

En janvier 1978, Petro-Canada fut l'une des premières sociétés à signer des ententes selon lesquelles les autochtones du nord de l'Alberta auraient accès à l'emploi, à la formation et à la participation reliées aux activités dans ce secteur. Dans la région de la baie Baffin, le programme de l'étude de l'environnement marin de l'est de l'Arctique (EAMES) tient les

### Ressources humaines

résidents au courant des activités les plus récentes et fait en sorte d'encourager l'embauche et l'initiative des autochtones. La Société a mis sur pied un important programme d'information et de participation pour les Inuit relativement au Projet pilote de l'Arctique. En plus de tous ces efforts courants, Petro-Canada maintient des relations suivies avec des représentants de l'industrie, du gouvernement et de pays étrangers de façon à faire connaître ses activités tout en se réservant la possibilité de bénéficier des plus récents progrès qui s'inscrivent sans cesse dans le domaine si rapidement changeant de la gestion des affaires sociales et environnementales.

Petro-Canada comptait 850 employés à la fin de l'année. La Société a poursuivi l'amélioration de ses programmes de ressources humaines en partant du principe que l'apport de son personnel expérimenté constitue sa ressource la plus importante.

Petro-Canada reconnaît avoir des responsabilités à l'égard de la collectivité dont elle fait partie. La Société a donc un programme de libéralités par lequel elle contribue aux organismes de charité locaux, régionaux et nationaux et accède aux demandes de petites communautés dans les régions où elle a du personnel et des activités.



La Société a terminé, en collaboration avec Alberta Gas Trunk Line Company Limited, une étude de deux ans et de \$4,6 millions sur la praticabilité d'allonger le réseau canadien de gazoduc depuis son terminus actuel à Montréal jusqu'à Québec et aux provinces de l'Atlantique. Le Projet Q & M a été présenté par A.G.T.L. à l'Office national de l'Énergie. Petro-Canada s'est réservé le droit d'acquiescer une participation de 20 pour cent dans ce projet s'il est approuvé.

Bien que Petro-Canada n'ait pas participé directement à la demande présentée à l'Office national de l'Énergie au sujet du Projet Gaz polaire, la Société n'en a pas moins contribué aux recherches entreprises à cet égard au cours de 1978.

Petro-Canada attribue un rôle important, parmi ses activités, au développement des sables bitumineux et des huiles lourdes. En octobre, Petro-Canada, Gulf Canada Limited et Saskatchewan Oil and Gas Corporation ont conclu un accord avec le gouvernement de la Saskatchewan en vue d'un important programme d'exploration, de développement et de mise en exploitation accélérée des huiles lourdes en Saskatchewan.

En novembre 1978, Petro-Canada et ses associés du Groupe P.C.E. ont signé un accord avec des associés japonais en vue de mettre au point des procédés rentables de mise en exploitation sur place dans la superficie de 1,2 millions d'acres de concessions détenues par le Groupe dans les sables pétroliers de l'Alberta. Les installations pilotes et

## Recherche et développement

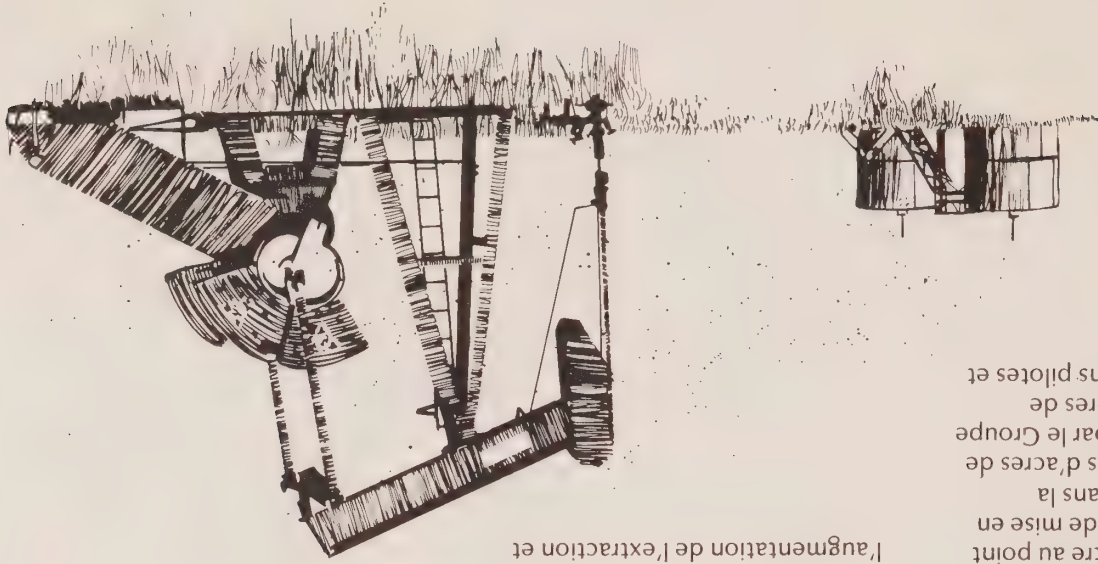
Depuis son origine, Petro-Canada a exprimé sa conviction que la recherche et le développement, axés sur les problèmes et les possibilités en matière d'énergie, seraient appelés à jouer un rôle de premier plan dans l'approvisionnement énergétique au Canada. En décembre, la Société a entrepris la construction à Calgary d'un laboratoire de recherche au coût de \$10 millions. La construction de ce centre de recherche doit être terminée vers la fin de 1979. Ses activités seront orientées vers les problèmes canadiens de recherche en matière d'énergie et plus particulièrement dans le domaine de l'exploration et de la production dans les régions reculées, dans l'augmentation de l'extraction et

## Activités internationales

Petro-Canada poursuit des activités internationales partout où elle croit que de telles activités pourront faciliter l'accès à des approvisionnements en énergie et partout où ces activités pourraient aider le Gouvernement du Canada ou les entreprises canadiennes à exploiter des possibilités dans le domaine international. En juin 1978, Petro-Canada a accepté de conseiller l'Agence canadienne pour le développement international dans un programme d'assistance au programme de développement énergétique du Pakistan.

dans l'exploitation des sables bitumineux et des huiles lourdes. Cette installation fournira des moyens pour intensifier les recherches au Canada et offrira aux scientifiques canadiens d'excellentes occasions de perfectionnement professionnel et technique dans la recherche pétrolière.

La société Petro-Canada continue d'étudier et de développer le rôle spécifique qu'elle pourrait jouer dans la recherche de moyens visant à assurer l'exploitation de ressources énergétiques renouvelables qui pourraient contribuer à l'approvisionnement en énergie du Canada.



Un événement marquant a souigné la troisième année d'existence de Petro-Canada qui a poursuivi toute l'année ses diverses activités d'exploration et de développement. En effet, c'est au début de novembre que la Société achèterait le contrôle de Pacific Petroleum Ltd., entreprise de pétrole et de gaz dont le siège social est situé à Calgary. Et comme la Société a ensuite fait l'acquisition de toutes les actions de Pacific au début de 1979, cette transaction qui s'est chiffrée à près de \$1,5 milliard constitue l'acquisition la plus importante jamais réalisée au Canada. Cette acquisition, réunie aux autres propriétés et activités de Petro-Canada, a transformé la Société en un producteur important de pétrole et de gaz et en une entreprise intégrée, désormais impliquée dans le raffinage et la mise en marché. Petro-Canada est en fait devenue l'entreprise pétrolière la plus importante sous propriété canadienne, même si elle demeure plus petite que les autres grandes compagnies oeuvrant au Canada. Cette acquisition constitue une étape majeure dans l'expansion de Petro-Canada et lui fournit une marge d'auto-financement qui lui permet d'appuyer ses projets à échelle plus longue et à risque plus élevé dans le domaine de l'exploration et de la technologie dans les régions reculées, projets qui sont importants pour l'approvisionnement énergétique futur du Canada. Petro-Canada est maintenant impliquée de façon concrète dans les domaines dynamiques du commerce des pétroles et du gaz, de même que dans des initiatives énergétiques canadiennes à plus longue échelle. Au cours de l'année, ses activités se sont accrues dans l'exploration des régions reculées et les nouveaux projets de mise en exploitation qui, depuis la fondation de la Société, accaparent la majeure partie de son budget et de ses priorités. Bien que les perspectives mondiales de l'énergie puissent être moins

inquiétantes qu'en 1973, l'approvisionnement en énergie à des prix raisonnables demeure problématique au Canada. L'instabilité continue au Moyen-Orient et les hausses rapides des prix mondiaux de l'huile nous rappellent sans cesse que la stabilité de nos sources d'énergie doit rester, pour le Canada, une priorité nationale de la plus haute importance.

Les gouvernements et l'industrie ont adopté des mesures qui ont rendu les problèmes d'approvisionnement moins immédiats mais sans s'attaquer toutefois aux problèmes à longue échéance. Les politiques efficaces des gouvernements en matière de prix, de stimulants et d'autres facteurs ont suscité un niveau record d'activité dans l'exploration ainsi qu'une hausse de l'approvisionnement, surtout en gaz. Les découvertes de gaz à Elsworth et de pétrole à West Pembina prouvent que l'on peut encore trouver des hydrocarbures dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Jusqu'ici, toutefois, ces découvertes n'ont contribué que marginalement aux besoins à long terme du Canada. Petro-Canada croit qu'il faut continuer à fournir des efforts considérables dans les régions reculées, à rechercher de nouvelles installations et de nouvelles techniques pour exploiter les huiles lourdes et les sables bitumineux et à étudier des solutions de rechange afin d'apporter de nouveaux approvisionnements d'énergie dans les marchés canadiens. Les risques élevés, les longues échéances de production et l'ampleur des investissements de capitaux exigés par de tels projets énergétiques signifient que les projets amorcés maintenant ne commenceront à influencer sur les approvisionnements en énergie qu'à la fin des années 1980.

## Régions reculées

Petro-Canada a réalisé, en 1978, un programme vigoureux d'exploration dans les régions reculées et a de

nouveau pris part, à titre d'associé important, à presque toutes les activités en régions éloignées. Un puits productif, découvert au large de Hopedale grâce à un forage d'un consortium dont Petro-Canada possède une part importante des actions, a ravivé l'optimisme des explorateurs dans la région du banc du Labrador. Par ailleurs, Petro-Canada a continué d'être l'entreprise la plus active dans l'exploration de l'Arctique et des bancs de la Nouvelle-Écosse. La Société a aussi étudié à fond l'environnement de la baie Baffin en prévision de sa demande de permis pour exécuter des forages dans la région et a pris des dispositions pour devenir l'un des participants les plus importants dans les activités futures d'exploration au Labrador et à Terre-Neuve.

## Développement technologique

Pendant ses deux premières années de fonctionnement, Petro-Canada a mis une emphase considérable sur l'étude de projets susceptibles de franchir des barrières technologiques et d'offrir de meilleures possibilités pour augmenter l'approvisionnement énergétique du Canada à des prix raisonnables. En 1978, ces projets sont devenus de véritables solutions de rechange pour satisfaire aux besoins énergétiques du Canada. En 1978, Petro-Canada et ses associés ont terminé deux années d'études sur le Projet pilote de l'Arctique et ont préparé des demandes aux autorités réglementaires pour obtenir l'autorisation d'entreprendre la construction de ce Projet. Une réalisation importante dans le développement des ressources de l'Arctique a été la construction des installations sous-marines de Drake F-76 qui ont démontré pour la première fois que le gaz de l'Arctique peut être exploité à partir d'installations en mer.

Le 31 mars 1979

L'honorable Alastair W. Gillespie, C.P., député  
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources  
Chambre des Communes  
Ottawa, Canada  
K1A 0A7

Monsieur le ministre,

Il me fait plaisir de vous présenter, au nom du Conseil d'administration, le rapport annuel de Petro-Canada pour l'exercice financier qui s'est terminé le 31 décembre 1978.

Selon les directives de la Loi sur l'administration financière, le rapport inclut le bilan consolidé et les divers états s'y rapportant, ainsi que le rapport des vérificateurs.

Qu'il me soit permis, au nom du Conseil d'administration et de la Direction de Petro-Canada, de remercier M. Maurice F. Strong, le président fondateur et président du Conseil d'administration de la Société, pour la contribution importante qu'il a apportée à l'expansion des premières années d'existence de Petro-Canada. Je désire également exprimer notre reconnaissance à M. Gordon M. MacNabb, un des directeurs fondateurs qui, comme M. Strong, a démissionné du Conseil d'administration en 1978.

Le Président du  
Conseil d'administration et  
directeur général,



Wilbert H. Hopper



## Siège social

Boîte postale 2844

Calgary, Alberta

T2P 2M7

Téléphone

403-232-8000

Télèx: 03825753

Bureau d'Ottawa

350, rue Sparks

Suite 306

Ottawa, Ontario

K1R 7S8

Téléphone

613-238-8951

Télèx: 0534135

## Vérificateurs

Peat, Marwick, Mitchell & Cie

Calgary, Alberta

Canada

## Filiales

au 31 décembre 1978

Petro-Canada Exploration Inc. — 100%

Petro-Canada Industries Inc. — 100%

Petro-Canada Inc. — 100%

Petro-Canada Consulting

Corporation — 100%

Pacific Petroleum — 51,6%

## Cadres supérieurs

au 31 décembre 1978

Wilbert H. Hopper

Président et directeur général

Joel I. Bell

Premier vice-président

Finances et Planification

Andrew Janisch

Premier vice-président et

directeur général

Opérations

Sam Stewart

Premier vice-président

Développement Athabasca

Donald M. Wolcott

Premier vice-président

Développement des projets

John M. Godfrey

Vice-président — Terrains

Ronald P. Havelock

Vice-président (contentieux),

secrétaire

Joseph W. Martinelli

Vice-président — Production

Robert A. Meneley

Vice-président — Exploration

William Morrow

Contrleur

Robert Niven

Vice-président —

Planification corporative

David P. O'Brien

Conseil général

James Scurr

Vice-président —

Ressources humaines et

Administration corporative

## Conseil

### d'administration

au 31 décembre 1978

Wilbert H. Hopper

Président intérimaire du Conseil

d'administration,

Président et directeur général

Petro-Canada

Calgary

Donald Harvie

Vice-président du Conseil

d'administration

Petro-Canada

Président

The Devonian Group of

Charitable Foundations

Calgary

L'honorable John B. Aird, O.C., C.R.

Associé principal

Aird et Berlis

Toronto

Marshall A. Cohen

Sous-ministre

Ministère de l'Énergie, des Mines

et des Ressources

Ottawa

J.-Claude Hébert

Conseiller en affaires

Montréal

Arthur Kroeger

Sous-ministre

Ministère des Affaires indiennes

et du Nord canadien

Ottawa

David McD. Mann

Associé

Cox, Downie, Nunn and Goodfellow

Halifax

T. K. Shoyama

Sous-ministre

Ministère des Finances

Ottawa

Donald G. Willmot

Président du Conseil d'administration

La Compagnie Molson Limitée

Toronto

Nommés le 9 mars 1979

William C. Hood

Sous-ministre

Ministère des Finances

Ottawa

Ian A. Stewart

Sous-ministre

Ministère de l'Énergie, des Mines

et des Ressources

Ottawa

# Petroleum Rapport annuel 1978



CAI  
PET  
-A56

Petro-Canada  
Petro-Canada  
Petro-Canada  
Petro-Canada  
**Petro-Canada**

ANNUAL REPORT 1979





---

## Board of Directors

---

**Wilbert H. Hopper**  
Chairman of the Board  
and Chief Executive Officer,  
Petro-Canada  
Calgary

**Donald S. Harvie**  
Deputy Chairman of the Board,  
Petro-Canada  
Chairman,  
The Devonian Group of  
Charitable Foundations,  
Calgary

**Hon. John B. Aird, O.C., Q.C.**  
Senior Partner,  
Aird and Berlis,  
Toronto  
(term completed Dec. 9, 1979)

**Marshall A. Cohen**  
Deputy Minister,  
Industry Trade and Commerce,  
Ottawa

**J. Claude Hébert**  
Business Consultant,  
Montreal

**William C. Hood**  
Economic Counsellor and  
Director of the IMF  
Research Department,  
Ottawa  
(resigned Aug. 24, 1979)

**Andrew Janisch**  
President and Chief  
Operating Officer,  
Petro-Canada,  
Calgary

**Arthur Kroeger**  
Deputy Minister,  
Transport,  
Ottawa  
(resigned Oct. 1, 1979)

**David McD. Mann**  
Partner,  
Cox, Downie, Nunn and Goodfellow,  
Halifax

**Thomas K. Shoyama**  
Ottawa  
(resigned Sept. 30, 1979)

**Ian A. Stewart**  
Deputy Minister,  
Energy, Mines and Resources,  
Ottawa

**Donald G. Willmot**  
Chairman of the Board,  
The Molson Companies Limited,  
Toronto  
(resigned Nov. 23, 1979)

---

## Officers

---

**Bill Hopper**  
Chairman of the Board and  
Chief Executive Officer

**Andy Janisch**  
President and Chief  
Operating Officer

**Joel Bell**  
Senior Vice-President,  
Finance and Planning

**Sam Stewart**  
Senior Vice-President,  
Athabasca Development

**Don Wolcott**  
Senior Vice-President,  
Petroleum Products and  
Development

**Bob Meneley**  
Group Vice-President,  
Exploration

**Glenn Sundstrom**  
Group Vice-President,  
Marketing and  
Manufacturing

**Fred Grant**  
Treasurer

**Steve Lathrop**  
Vice-President,  
Manufacturing

**Bill Morrow**  
Controller

**David O'Brien**  
Vice-President and General  
Counsel

**Jim Scott**  
Vice-President,  
Exploration — International

**Jim Scurr**  
Vice-President,  
Human Resources and Corporate  
Administration

**Sid Smith**  
Vice-President,  
Exploration — Western Canada

**Jim Stanford**  
Vice-President,  
Production

---

## Head Office

---

P.O. Box 2844  
Calgary, Alberta  
T2P 2M7  
403-232-8000  
Telex: 03825753

**Ottawa Office**  
350 Sparks Street  
Suite 306  
Ottawa, Ontario  
K1R 7S8  
613-238-8951  
Telex: 0534135

**Major Subsidiary**  
Petro-Canada Exploration Inc.

---

## Auditors

---

Peat, Marwick, Mitchell & Co.  
Calgary, Alberta  
Canada

# The Year in Review

Events in 1979 continued to emphasize energy as a matter of importance both in Canada and world-wide. Rapidly changing international events, such as those in Iran, emphasized the great uncertainty of continued oil supplies from the Middle East. International oil prices rose substantially in 1979. Official government prices of crude oil by OPEC member states increased more rapidly than at any time since 1973 and spot market prices were as much as \$95 per cubic metre higher than official prices. The governments of the key Western industrialized countries reaffirmed again at the Tokyo summit and at the Ministerial meetings of the International Energy Agency a determination to reduce their dependence on imported crude oil.

Energy matters dominated events in Canada as well. The newly-elected Government put forward a goal of self-sufficiency in oil by 1990 and other political parties also emphasized the need to increase domestic oil supplies and to reduce foreign crude oil requirements. Energy issues continued to be an active public policy issue through the year and into the 1980 federal election. A major issue on which debate was focused was the future of oil and gas pricing arrangements.

Petro-Canada was a subject of much discussion in this overall energy debate and faced a period of considerable uncertainty as to its mandate and future. The election of the Government on May 22 brought with it a commitment on the part of the Government to review the existing role and mandate of Petro-Canada and its relationship as a Government agency to its sole shareholder — the Government of Canada. In the first months of the new Government an internal review examined the future role for the Corporation. On September 7, the Government of Canada announced the creation of a Task Force to examine and propose a method of privatizing the Corporation. On October 16 the Task Force presented its recommendations to the Government. The most important recommendations were to keep the Corporation intact and to distribute the Government's investment in Petro-Canada to the public to make them direct equity shareholders.



Sunset on a prairie pumpjack.



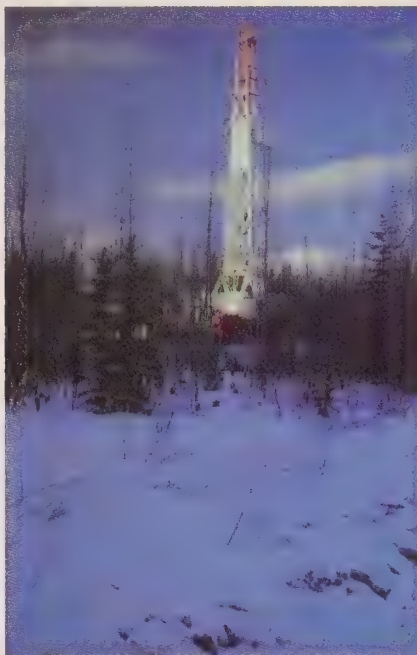
Zapata Ugland rig is being used to drill the Ben Nevis well.



Ice berg studies in the north are part of the Corporation's environmental studies.

On December 20 Prime Minister Clark announced a proposal for restructuring Petro-Canada. Petro-Canada would remain intact as a corporation, some of its shares would be distributed free to the public, some made available for purchase by Canadians and some retained by the Government. The Corporate goals of this restructured Petro-Canada would be guided by traditional commercial criteria.

On February 18, 1980, Canadians elected a Liberal Government that has declared itself determined to maintain and strengthen Petro-Canada as an instrument of public policy.



Rig on location in Brazeau field.



An extensive drilling program was carried out in Western Canada.

While the review by the Government in 1979 caused considerable uncertainty among the board, management and staff, there was a continuing commitment by the Corporation to assist the Government in its deliberations regarding Petro-Canada. Despite the uncertainty of the period, Petro-Canada continued to actively fulfill its statutory mandate and to move its projects and activities ahead. As well, it remained prepared to fulfill whatever purpose might be required of it by the Government and Parliament of Canada.

The most positive significant events in the Canadian oil and gas industry were the results of frontier exploration in 1979. In retrospect, 1979 may well be considered a turning point in Canadian frontier exploration. Two potentially significant oil discoveries were made — the first by Dome Petroleum Ltd. at Dome et al Kopanoar in the Beaufort Sea and the second, in which Petro-Canada has a 25% interest, at Hibernia, off Newfoundland. Both of these discoveries will require further drilling to establish the extent of the reserves.

Near Hibernia further exploratory and delineation drilling, already in progress, has already advanced the understanding of the significance of this discovery. If the reserves discovered are of commercial magnitude, the capability of year-round operations at Hibernia will likely permit this area to produce the first Canadian frontier oil to reach market.





Gulftide offshore rig was used off the east coast to drill Venture D-23.

The picture also brightened for frontier gas. Gas discoveries at Whitefish in the Arctic Islands, a successful gas delineation test at Bjarni on the Labrador coast and the wildcat gas discovery at Venture offshore Nova Scotia, make possible the eventual addition of a large volume of gas to Canada's reserves. In addition, success has been indicated at two other wells off the Labrador coast which will be tested during the 1980 drilling season.

Petro-Canada has been an active participant in all of the frontier discoveries made in 1979 with the exception of Kopanoar.



Employees are Petro-Canada's key resource.

The purchase of Pacific Petroleum was completed in 1979. An offer to purchase the remaining 48.4% of the shares of Pacific, circulated in spring, 1979, was accepted by remaining shareholders of the outstanding shares. Pacific's operations were completely merged with those of Petro-Canada during the past year. It is a tribute to all employees that this amalgamation has been accomplished so successfully.

During 1979, the Corporation continued to develop its oil and gas production in Western Canada and to actively explore for new sources of conventional oil and gas in the area. In addition, it continued to pursue its many diverse research and field pilot activities in the oil sand and heavy oil areas of Alberta and Saskatchewan. Construction of a major ethane extraction facility at Empress, Alberta was completed in 1979.

In 1980, Petro-Canada will maintain its high level of capital investment. In late 1979, the Government of Canada approved its 1980 capital budget calling for \$435 million in capital expenditures. Of this, \$115 million has been allocated for frontier exploration and \$104 million for western Canada exploration — indicative of the high level of exploration activity to which Petro-Canada is committed. A further \$106 million has been budgeted for capital expenditures related to development of conventional light oil and gas production, reflecting Petro-Canada's position as a major Canadian oil and gas producer. The remaining funds will be dedicated to foreign exploration activity; oil sands, heavy oil and coal development; transportation systems and the manufacturing and marketing of petroleum products.

Construction of Petro-Canada's \$10 million research and development centre near the University of Calgary continued in 1979. Completion is expected in Spring 1980.

Petro-Canada has continued to apply a high standard of attention to environmental and social concerns as an integral part of its many activities.

# Exploration

Petro-Canada's exploration program was the major success story of the Corporation in 1979. A major goal of Petro-Canada since its formation has been to explore Canada's frontiers. It is a goal the Corporation has pursued vigorously. Petro-Canada has been involved in 60 of 114 frontier wells drilled since 1976, a participation rate better than any other oil and gas company operating in Canada. It has, in those four years, spent \$246.6 million or about 60% of its exploration budget on frontier exploration — about 12% of the industry total. Expenditures in 1979 were \$64.0 million. At December 31, 1979, it will have earned 120 000 square kilometres from a gross land spread of about 419 000 square kilometres (see acreage summary chart).

During 1979, Petro-Canada participated in six successful discoveries in Canada's frontier regions. In Western Canada, the Corporation conducted a major exploration program of its lands as well as adding to its exploration acreage. Total expenditures of \$115.9 million were incurred primarily in the central Alberta/northeastern B.C. gas plays, the West Pembina area, and in the Lloydminster area of Alberta and Saskatchewan.

In 1979 the Corporation obtained over 172 000 kilometres of seismic data in Canada and internationally to develop a greater knowledge of potential exploration targets.

---

## Offshore Nova Scotia

---

The first success of the 1979 exploration year was the discovery of gas at Venture D-23. The well was part of a multi-well farmin by Petro-Canada and Kaiser Resources Inc. on 5 000 square kilometres of leases near Sable Island held by Mobil Oil Canada Ltd. and its partners. Petro-Canada paid 75% of the \$55 million cost of the program to earn 30% of the rights in the leases. The Venture D-23 well flowed gas from three separate zones in quantities sufficient to encourage participants that gas could be found in commercial quantities. Of the other four wells in the program, one was a significant delineation well (Thebaud I-94), two were wildcats with minor shows of gas (Migrant, N-20 and Cohasset L-97), and one was unsuccessful (Cohasset P-42).

In the summer of 1979, a significant follow-up seismic program was undertaken by the partners to gather information for a 1980 program. At year-end, a jack-up rig had been contracted to resume drilling by mid-1980 in order to further delineate the 1979 discoveries.

---

## Newfoundland/ Labrador

---

The industry exploration program during 1979 saw drilling on 10 wells and the unprecedented total industry expenditure of over a quarter of a billion dollars. Petro-Canada was involved in 9 of these 10 wells.

Petro-Canada's participation in a major farmin program in the Labrador group, operated by Total Eastcan Exploration Ltd., resulted in an aggressive exploration program on that acreage in 1979. Three drilling vessels were employed to drill and complete two wells — a dry hole at Tyrk P-100 and an indicated hydrocarbon success at Roberval. The Roberval K-92 well was abandoned before it could be tested; however, a well will be drilled in 1980 to further evaluate the potential of the structure. Two other wells, a successful gas delineation well at Bjarni O-82 and a wildcat test at Gilbert F-53, remain to be completed and tested in 1980.

Petro-Canada will earn a working interest in about 100 000 square kilometres of exploratory licences by spending 35% of the overall \$125 million exploration budget in 1979 and 1980. Petro-Canada's earned working interest will likely be in excess of 20% depending on the actual program costs. Early in 1980, Petro-Canada assumed operatorship of the Labrador Group and will operate at least three drilling vessels on this acreage during the 1980 drilling season.

## East Coast



Petro-Canada participated in three other farmin programs on the Labrador offshore, the most successful of which was Hekja 0-71 at the north end of the area. The Hekja 0-71 well operated by Aquitaine Co. of Canada Ltd. was drilled to a depth of 3 269 metres prior to being suspended for the winter. This well has currently bottomed in a section of indicated hydrocarbon bearing sandstone. In 1980, drilling will continue toward the prime reservoir targets, below the current depth, prior to testing the significance of all indicated hydrocarbon zones.

Petro-Canada farmed out a portion of its interests to two Canadian companies, Home Oil Company Limited and Pan Canadian Petroleum Limited, and is now paying 25% of the well cost to earn a 15% interest in 80 000 square kilometres of leases.

The other two programs were unsuccessful. A group of companies headed by B.P. Exploration Canada Limited drilled the Hare Bay H-31 well to a total depth of 4 874 metres but failed to find any hydrocarbons. The Blue H-28 well, drilled by Texaco Canada Inc., although unsuccessful as an exploratory well, did establish a new world offshore record by drilling to a depth of 6 103 metres in 1 486 metres of water.

The most promising success of the 1979 frontier exploration program was the Hibernia oil discovery. At Hibernia, Petro-Canada acquired a 25% working interest in the 16 700 square kilometres of federal special renewal permits which were issued. Testing of the well yielded oil from three separate zones. While the maximum test flow was just under 600 cubic metres of oil per day, the operator estimated that under actual

production conditions this well could be capable of producing more than 3 000 cubic metres of oil per day. The oil from the main pay zone has a density of 850 kilograms per cubic metre, is low in sulphur and is a high quality refinery feedstock. At present, two delineation wells are being drilled, while a third well, Ben Nevis I-45, is evaluating a structure 38 kilometres to the east in a wildcat test. The capacity for year-round drilling in the area will allow continuous evaluation of prospects at a much faster pace than in other areas with a limited exploration year. Studies of the environment in the area are under way to determine how development could take place with a minimum risk of environmental damage.

In the highly prospective Baffin Bay area, Petro-Canada conducted an extensive offshore seismic reconnaissance survey, detailed surveys of sea bottom and sub-floor conditions at potential drilling locations, and extensive surveys relating to the biological and physical environment of Baffin Bay. These studies have been made as required by the Federal Government's Eastern Arctic Marine Environmental Studies (EAMES) program with a view to making application to drill in the Baffin Bay/Lancaster Sound area.



## Arctic and N.W.T.

Petro-Canada's exploration activities in the Arctic in 1979 consisted of its investment in Panarctic Oils Limited and its support of the Arctic Islands Exploration Group both directly and through Panarctic. The Arctic Islands Exploration Group is a consortium of companies (Panarctic 22%, Petro-Canada 18%, Gulf Resources Canada Inc. 25%, Esso Resources Canada Ltd. 35%) which committed to spend \$80 million over a period of four to six years to earn a 60% interest in 130 000 square kilometres of off-shore Arctic acreage interest. The Group, in 1979, drilled the most significant Arctic gas discovery well in more than 5 years.

The well Panarctic AIEG Whitefish H-63, drilled to a total depth of 2 126 metres, tested gas from two separate zones. While the well could not be drilled to planned total depth, Panarctic has estimated it may contain in excess of 150 billion cubic metres of natural gas. A twin follow up well, AIEG Whitefish G-63, drilled in early 1980, tested gas in two zones which were indicated but not evaluated in the 1979 well.

### Arctic



In addition, Petro-Canada, which owns just over 45% of Panarctic, continues to fund Panarctic activities at a rate in excess of its ownership. In the 1980 and 1981 program, Petro-Canada will finance 81.2% of the Panarctic budget to ensure that the necessary level of activity is maintained. This resulted from a lack of budgetary commitment from the private sector partners in Panarctic to continue funding their representative share.

In the Beaufort Sea, Dome continued to exercise its option to earn an interest in Petro-Canada lands by drilling its well Natsek E-56. The well was started in 1977, drilled to 2 695 metres in 1978 and drilled to 3 520 metres in 1979.

Harsh conditions are the norm in the frontier.



Midnight sun silhouettes Arctic drilling rig.

### Frontier Exploration Wells

	Petro-Canada	Industry
1976	16	41
1977	13	26
1978	16	24
1979	15	23
Total	60	114

## International

Petro-Canada has, over the past four years, developed a limited international exploration presence where it was felt that such a presence might be of direct positive benefit to Canada. Such benefits might include access to secure sources of foreign oil, increased foreign trade, and access to foreign technology for improved knowledge and expertise in solving Canadian energy problems. Through the Pacific purchase, the Corporation has also acquired some international interests.

In 1979, the Corporation was awarded a 5% interest in an exploration block in the Norwegian North Sea involving a commitment to a three well program for an estimated expenditure by Petro-Canada of about \$4.1 million during 1979 and 1980.

In the Far East, Petro-Canada is involved in seven of the eight major seismic programs currently being conducted in offshore areas of the People's Republic of China by a large number of major international companies and national oil companies from other countries.

Petro-Canada also holds varying interests in eight permits located in offshore Spain, where the large Casablanca oilfield was discovered in 1975. Sustained production

commenced in late 1979 from temporary facilities in this field. Petro-Canada also holds varying interests in blocks of land on and offshore in the Gulf of Mexico, in the offshore U.K., in the offshore German North Sea and in the Italian offshore.

The total Corporation's activity in the international area included participation in the acquisition of 100 000 kilometres of seismic data and the drilling of nine exploratory wells and one development well.



Whitefish well in the High Arctic.

## Exploration Well Summary for 1979 (Gross)

Oil	Gas	Dry	Other indicated discoveries	TOTAL
64	54	51	1	170

## Land Summary\* (square kilometres)

	Gross	Net
<b>Western Canada</b>		
British Columbia .....	12 849	7 301
** Alberta .....	31 707	16 450
Saskatchewan .....	2 748	656
Manitoba .....	251	125
Ontario .....	445	445
Sub-total .....	48 000	24 977
<b>Frontier</b>		
N.W.T., Yukon, Beaufort & Hudson's Bay ...	14 601	7 122
Arctic Islands .....	130 119	27 211
Eastcoast offshore .....	220 452	60 335
Sub-total .....	365 172	94 668
<b>International</b>		
	5 795	680
<b>Total .....</b>	<b>418 967</b>	<b>120 325</b>

\* These figures do not include some 4 000 square kilometres of royalty and net production interests, nor the Corporation's interest through its 45% ownership of 140 000 square kilometres of leases in Panarctic Oils Ltd.

\*\* Of these Alberta interests, oil sands leases represent 8 000 square kilometres gross; 2 860 square kilometres net.

## Western Canada

The 1979 Western Canada exploration program was the most substantial in Corporation history. During 1979, the Corporation drilled or participated in 153 exploratory wells. In addition, 4 413 kilometres of seismic data was acquired to support and further delineate prospective leases. An aggressive land acquisition program, focused mainly on purchases at Provincial Crown sales, resulted in the acquisition of some 148 000 new exploratory hectares to the Corporation's Western Canada land inventory in 1979.

Under farmout from the Alberta Energy Company, Petro-Canada continued to operate a multi-well exploration program, investigating the heavy oil and shallow gas potential of a portion of the Primrose Bombing Range, at Ipiatik Lake. At year end, 29 test wells of an original 100 well commitment had been drilled, with a success ratio of 80%, to establish a considerable potential for heavy oil production. In addition to the drilling which will be completed in 1980 and 1981, a thermal recovery test is planned for 1982.

Recent exploratory and step-out drilling, initiated in part by the Corporation, has established new reserves of conventional oil in the general Utikuma/Golden area of central Alberta where successful wells have been drilled. Development drilling will continue in 1980 to delineate discoveries of the previous two years' exploration.



Within the Deep Basin area of west-central Alberta, the Corporation began a multi-well program to evaluate both shallow and deep zones of oil and gas potential. Four successful wells were drilled in the Cutbank area, three successful gas wells were drilled in the Elmworth area, and similar successes were being evaluated in the Gold Creek/Karr areas. Although delineation work has yet to be commenced, gas reserves of major dimensions are indicated on land blocks in which Petro-Canada is a dominant interest holder. In addition, early indications are that a new oil discovery at Lator has been made on another of the large lease blocks in which the Corporation has a significant interest.

Exploration activity in the highly publicized Brazeau oil area has matured considerably. Detailed seismic investigations are continuing to aid in locating new potential exploratory areas. In 1979 the Corporation drilled two successful wildcat wells at Brazeau 7-20 and Peco 6-36, both of which have been completed as successful wet gas discoveries.

In northeast British Columbia, a major land acquisition initiated a new exploratory play. This acquisition, lying north of the existing Laprise gasfield, was the result of intensive geophysical and geological study during the past two years. Nearby exploratory successes by Petro-Canada encouraged this investigation.

## Western Canada



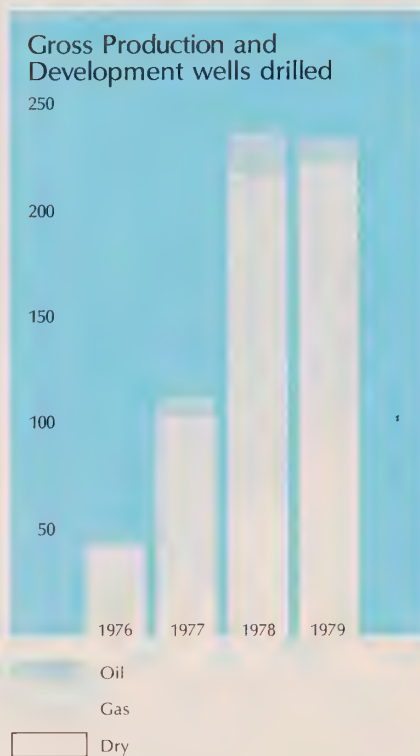
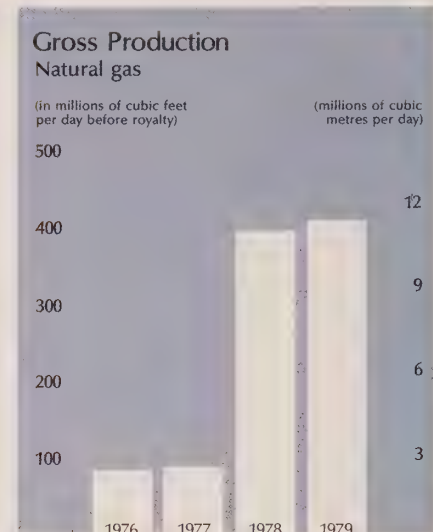
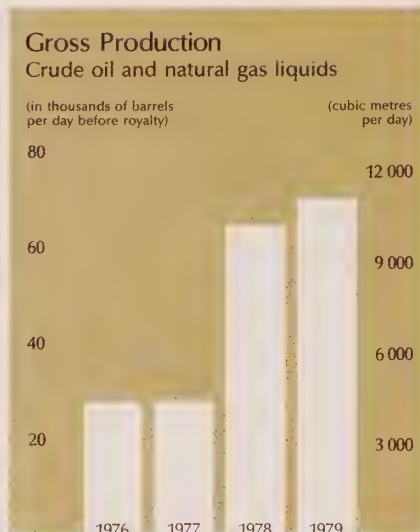
Along the foothills belt of Alberta and B.C., the Corporation has acquired selected, but substantial, leases on deep, foothills prospects. A major gas discovery on Petro-Canada interest lands in the Ojay area of B.C. has stimulated the Corporation's interest in these prospects.

# Production

Petro-Canada has combined its significant production base with the extensive Western Canada reserves and production of Pacific, to become a major producer of oil and gas in Canada. In 1979 the Corporation was second in Canada gas production with a production rate of 11.5 million cubic metres per day. It was about eighth in oil and natural gas liquids production with production of 10 000 cubic metres per day. This amounted to about 5% of Canada's oil and natural gas liquids production and about 5% of its natural gas production.

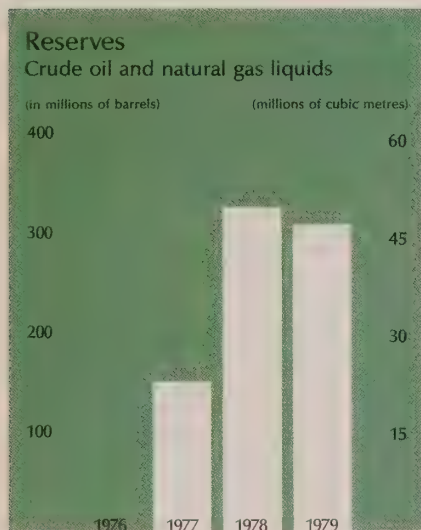
Approximately 50% of Petro-Canada's gas production is in British Columbia, with the Yoyo and Clark Lake fields accounting for nearly half that volume. In Alberta, the Corporation is a major producer in the shallow gas areas of the southeast and northwest parts of the province. Other major areas include Whitecourt, Ricinus and Gold Creek.

Approximately 91% of Petro-Canada's oil production comes from Alberta. The major areas are Viking-Kinsella and Wainwright in the heavy oil areas of eastern Alberta; the medium gravity Bellshill Lake field; and light gravity fields of Pembina, Swan Hills, Nipisi, Redwater, Kaybob and Utikuma.

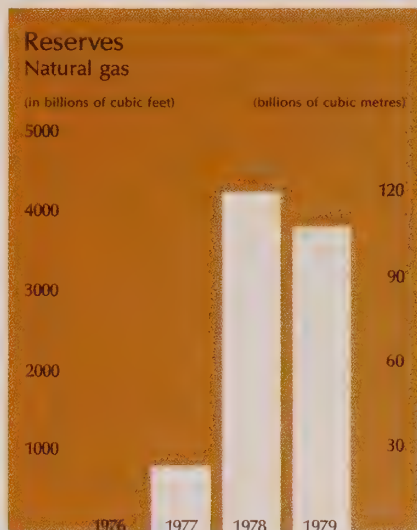


## Drilling

Petro-Canada carried out an extensive development drilling program in 1979 to increase production and add reserves to maintain the Corporation's position and enhance its revenue producing base. A total of \$32 million was invested in drilling 235 gross (net 103) development and production wells. Of these, 222 gross wells (96 net) were completed as oil and gas producers.



Major areas of activity include the Utikuma field, where 6 successful oil wells were drilled to add significant reserves. At Brazeau River in the West Pembina basin, Petro-Canada had three drilling rigs operating during the last half of the year on both exploration and development wells. By year end, one successful development well had been drilled and three others were nearing completion. All of these latter wells are being completed early in 1980. The Corporation continued its ongoing annual drilling programs in the southeast Alberta shallow gas area. In 1979, 67 wells were drilled to maintain gas contract commitments in the Medicine Hat and Alderson fields. Other areas where significant multi-well programs were carried out include Clark Lake and Laprise in northeast British Columbia; Bellshill Lake, Rainbow Lake, Caroline and Viking/Kinsella in Alberta; and Lashburn and Cactus Lake in the Saskatchewan heavy oil areas.



### Approximate Conversion Factors

1 metre	3.3 feet
1 kilometre	0.62 mile
1 hectare	2.5 acres
1 square kilometre	100 hectares or 250 acres
1 cubic metre of gas	35 cubic feet of gas
1 cubic metre of oil or NGL	6.3 barrels of oil or NGL

### Facilities

In 1979, Petro-Canada undertook an aggressive capital program to add new oil and gas production facilities as well as to expand and upgrade existing facilities in its producing areas. The total cost of this program was \$34 million of which 70% was devoted to gas production.

Major construction projects were undertaken at Yoyo in northeast British Columbia, where additional compression facilities are being installed, and Paddle Prairie in north-western Alberta, where a new gas processing facility was placed on-stream in 1979. Brazeau River was an area of intensive construction activity during the year. Construction of a gas conservation plant and a central oil handling battery were completed in 1979. As well, the evaluation, design and installation of a high pressure miscible injection scheme to enhance ultimate recovery from three Petro-Canada operated pools was greatly accelerated in the past year. Injection into the first of these pools will commence in the spring of 1980, with the remaining two starting later in the year. These schemes will recover an additional 1.5 million cubic metres of oil for the Corporation and provide a significant increase in current revenue.

Another area where a substantial construction program was started in 1979 was the Kaybob field. This project will upgrade and expand oil and gas handling facilities which are required to bring new gas production to market.

Petro-Canada has contracted much of its shut-in natural gas reserves to the Pan-Alberta export proposal and is involved in twenty-seven new natural gas development projects dedicated to Pan-Alberta contracts. The Corporation's gas reserves associated with this project are almost 14 billion cubic metres and its share of Pan-Alberta's proposed production would approximate 3 million cubic metres per day.



# Reserves

# Heavy Oil

The Corporation has estimated its gas reserves at year end to be 107.5 billion cubic metres, equal to about 7% of total Canadian gas reserves. While 1979 discoveries of 4.2 billion cubic metres offset the year's production of 4.2 billion cubic metres, there were downward adjustments in the order of 11.4 billion cubic metres resulting from a major revaluation of the Corporation's reserves. At year end, the Corporation's oil and natural gas liquids reserves were estimated at 48.8 million cubic metres, about 4% of the total oil and natural gas liquids reserves in Canada. Production of 4.1 million cubic metres was largely offset by discoveries of 3.1 million cubic metres, but again, the reserves' reassessment resulted in a downward adjustment of 1.7 million cubic metres. These estimates are of Petro-Canada's proven conventional reserves and do not include reserves contributing to the production of the Syncrude Canada Ltd. project. They also do not include an estimate of reserves of any discoveries in the foreign and frontier regions, such as the important new discoveries at Hibernia.

Petro-Canada believes that a major source of Canada's future supply of oil production lies in the enormous resources of heavy oil in Alberta and Saskatchewan which have yet to be produced at significant recovery rates and at economic production costs. As a result, the Corporation has embarked on a significant program to explore and develop Canada's vast heavy oil reserves.

In late 1978, the Corporation, along with Gulf and Saskoil, entered into an agreement with the Saskatchewan Government which committed the partners to spend \$99 million to earn a maximum of 65 760 hectares of Crown lands in Saskatchewan. To year-end 32 wells were drilled on the SHOP (Saskatchewan Heavy Oils Program) lands of which 17 were oil wells. A thermal test is planned for 1980 at Cactus Lake as a part of the program.

In the Lashburn area of Saskatchewan the Corporation has drilled eight wells and reservoir studies are under way to define the production potential of this heavy oil pool. In addition an aggressive seismic and land acquisition program adjacent to the SHOP lands has successfully supplemented the Saskatchewan Heavy Oil Program.

At Muriel Lake a \$5.9 million seven well heavy oil pilot in which Petro-Canada has 50% interest and is operator was started to test recovery methods.



Heavy Oil project at Kinsella is a joint venture pilot.

Petro-Canada is a 50% partner with the Alberta Oil Sands Technology Research Authority in a pilot project at Kinsella to test steam flood and fire flood processes. Twelve wells have been drilled for each scheme.

In addition, the Corporation has embarked on a major research program with Petróleos de Venezuela to exchange information and undertake research and development into ways of extracting and upgrading heavy oil resources found in both Canada and Venezuela.

# Oil Sands/Mining

On August 30, 1979, the Alberta Energy Company exercised its option to acquire 20% of Syncrude thereby reducing the Corporation's share from 15% to 12%. The Corporation's share of the option payment was \$82.3 million.

During 1979 the Syncrude project produced 18 million barrels of synthetic crude oil. Considerable progress was made towards improving mining operations and bitumen recoveries in the extraction plant. In the upgrading plant, efforts continue to focus on improving the operating reliability of the process units. Production for the plant averaged 7 800 cubic metres per day in 1979. It is expected that capital expenditures, to redesign and debottleneck operations will result in maximum production of 20 500 cubic metres per day by 1983. The production was sold to refineries in Ontario and Quebec. The agreement with the Federal government to guarantee world price for Syncrude production has made it possible to cover much of the high cost and risk of this pioneering venture.

Petro-Canada also has a 9% interest in the Alsands proposal, a \$6.7 billion, 22 000 cubic metre per day oil sands mining plant planned for an area north of Fort McMurray. Start-up of the plant is scheduled for 1986. Applications for regulatory approval were outstanding at year end.

Petro-Canada is the operator of the PCEJ project, an in-situ pilot project which will test a patented electric-preheat steam drive in-situ process.

In 1978 the partners Petro-Canada, Canada-Cities Service Ltd. and Esso Resources Ltd. entered into an agreement with Japan Canada Oil Sands Limited (JACOS) for a 15-year, three phase farmin by which JACOS could earn an undivided 25% interest in 4 800 square kilometres in leases in the Athabasca Oil Sands by spending \$74.8 million over the three phases of the project. In 1979, construction was started on the initial field pilot of 12 wells, 40 kilometres south of Fort McMurray.

The Corporation is operator of a five company venture to test a thermal mining technique in the Alberta oil sands. In 1979 Petro-Canada commenced Phase 1 of the project which involves tunnelling into the limestone underlying the oil sands zone and drilling up into the formation.

The Corporation is also involved in two other in-situ oil sands projects. At Gregoire Lake a project is testing a three phase extraction process involving preheating the formation, reducing formation pressure and using forward combustion and waterflood to drive the oil to the surface. At Golden Lake the Corporation is investigating leases containing carbonate rocks impregnated with bitumen.

# Petroleum Products/Marketing

At year end the Corporation had a marketing system consisting of 366 retail gasoline stations and 54 wholesale outlets from British Columbia to the Lakehead in Ontario. This system supplies approximately 5% of the motor gasoline and distillate market in Western Canada. Public response to the Pacific 66 retail outlets as well as the response of the franchised dealers operating these outlets has continued to be positive since the change to Petro-Canada ownership. Retail gasoline sales increased by 14% in 1979 compared to a 5% increase in the total retail gasoline market.

Under an agreement with Phillips Petroleum, the Corporation must seek a new identification for its marketing outlets by late 1980. It is expected that a new marketing entity will be in place by that time.

Petro-Canada owns and operates a 3 000 cubic metre per day refinery at Taylor, B.C. This refinery historically supplies about 60% of the Corporation's requirements for its marketing network, either directly or through reciprocal sales agreements. A \$12 million expansion of the Taylor refinery will be commenced in 1980 to ensure that increased demand in Northern British Columbia will be met.

# Empress

# Arctic Pilot Project

At the Empress natural gas liquids recovery plant, major new facilities were brought on-stream to provide recovery of up to 4 000 cubic metres per day of ethane in addition to the 2 500 cubic metres per day of propane, butanes, and natural gas previously obtained. The new plant is the largest in the world to use the turbo-expansion process for liquids recovery. It features extensive computer control systems and high fuel efficiency, using about the same quantity of fuel to recover more than double the quantity of natural gas liquids.

Market demand for propane, butanes, and other natural gas liquids strengthened in 1979 resulting in substantial increases in revenue for the Corporation.

## Mining

The Corporation is involved in various Canadian coal and mineral projects. At Lethbridge, Alberta, the Corporation has an 80% interest in 13 500 hectares of Crown coal leases. It has commenced the sinking of a shaft to obtain access to the coal in order to test mining methods and obtain samples for prospective customers. At Monkman, in north-eastern British Columbia, the Corporation holds a 50% interest in a 37 400 hectare coal lease. A feasibility study is currently being conducted to investigate the prospects for an open pit, metallurgical coal mine. The Corporation is continuing to pursue markets for these prospective mines.



The Arctic Pilot Project would open the north to resource development.

Petro-Canada is the Project Manager of the Arctic Pilot Project on behalf of partners, The Alberta Gas Trunk Line Co. Ltd. and Melville Shipping Ltd.

The Project will provide significant economic benefits to the Arctic and Eastern Canada, will reduce Eastern Canada's dependence on imported oil, will open up the Arctic to year-round shipping and will put Canada in the forefront of Arctic marine technology. The Project is designed to demonstrate the feasibility of producing and delivering 7 million cubic metres per day of natural gas in liquid form (LNG) from Melville Island in the Canadian Arctic to southern markets on a year-round basis. The LNG will be regasified in Eastern Canada for delivery by displacement to U.S. customers. Total cost estimate for the Project is \$1.75 billion with a planned start-up in 1985.

To date, the partners have spent \$16 million on development, engineering and environmental assessment programs. These programs covered all components of the Project including: the Melville Island facilities which include Drake Point production

facilities and the 160 kilometre pipeline to liquefaction facilities at Bridport Inlet on the south coast; the shipping component, which involves two Class 7 ice-breaking tankers; and the southern regasification terminal.

In January 1979, applications were submitted to the National Energy Board, the Ministry of Transport and Department of Indian and Northern Affairs for approvals to proceed with detailed design and construction of the Arctic Pilot Project. Letters of Intent for purchase of gas from Arctic producers and for sale of gas to U.S. purchasers will be filed with the National Energy Board in early 1980 for hearings expected to commence by mid-1980.



---

## Westcoast Transmission

---

Through the purchase of Pacific, the Corporation acquired a 32% interest in Westcoast Transmission Ltd. In May 1979, the Corporation increased its interest to almost 36%. Westcoast Transmission owns and operates a 4 190 kilometre natural gas gathering and transmission system in B.C.; has a 62% interest in Westcoast Petroleum; a 45% interest in Pacific Northern Gas and a 50% interest in the Foothills Gas Pipeline project.

---

## Cochin Pipeline

---

Petro-Canada has a 10% interest in both the Canadian and American portions of the Cochin pipeline, a 2 930 kilometre pipeline carrying natural gas liquids including ethylene from Alberta to Samia, Ontario.

---

## Petroleum Transmission Co.

---

Petro-Canada owns 100% of the Petroleum Transmission Company, a pipeline facility which carries propane and butane liquids from the Empress, Alberta Processing Plant to rail terminals at Regina and Winnipeg.

---

## Polar Gas Project

---

In 1979 Petro-Canada continued to support the economic, environmental and technical studies of the Polar Gas Project in which it has a 25% interest. This long-term pipeline study project is designed to carry major quantities of natural gas from the high Arctic to domestic and export markets when and if threshold reserves are discovered.

---

## Q & M Pipeline

---

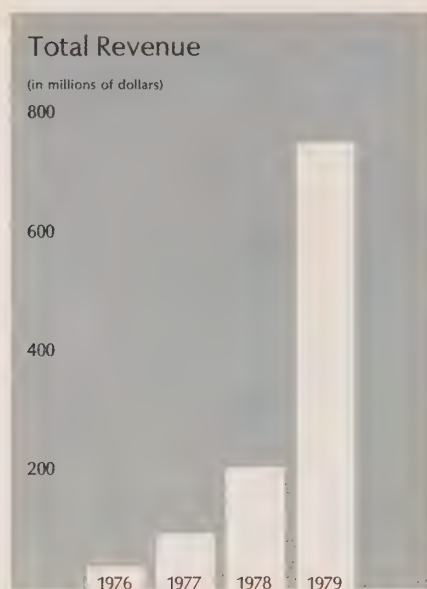
In 1976 Petro-Canada undertook, with The Alberta Gas Trunkline Company Limited, a major study to investigate the feasibility of moving western Canadian natural gas to markets in Quebec and the Maritimes. The resulting application by Q & M Pipelines Ltd., in which Petro-Canada retained an option to take a 20% interest, was put forward to the National Energy Board for approval in 1978. Significant alterations in the Q & M application were being made at year end, as a result of discussion with other companies and to help expedite hearings before the National Energy Board.

The financial activities of 1979 are highlighted by the completion of the purchase of Pacific Petroleum Ltd., and the continued increase in the Corporation's earnings and capacity to generate funds from operations to finance its sizeable capital expenditure program. These achievements are important to Petro-Canada's current position and provide a firm financial base for its future activities.

At the beginning of 1979, the Corporation owned 51.6% of Pacific Petroleum Ltd. Effective February 3, 1979 the Corporation increased its holdings of Pacific's issued common shares to 100%. The 1979 share purchase was financed from the \$749.0 million cash held for investment at December 31, 1978. The aggregate cost of the acquisition was \$1,496.4 million. Most of the funds for the purchase were acquired in 1978 from the proceeds of a \$1,464.4 million preferred share issue by the Corporation's subsidiary, Petro-Canada Exploration Inc. (PEX), to a group of Canadian chartered banks.

The Corporation's financial results in 1979 include Pacific on a 100% basis (with the minor exception of the 48.4% held by other shareholders of Pacific from January 1 to February 2), whereas the financial results for 1978 include Pacific's results from November 11, 1978, the effective date of acquisition by Petro-Canada of the majority of the shares of Pacific.

## Revenue



Operating revenue for 1979 of \$704.5 million increased from \$174.3 million in 1978 mainly as a result of the inclusion of greater production revenue coming from the Pacific acquisition and higher prices for oil and gas. In addition, interest income of \$29.3 million and the gain on foreign exchange of \$1.7 million resulted mainly from the investment of temporarily surplus funds and the cash held for the completion of the Pacific acquisition. The Corporation's investment in Westcoast Transmission Company Limited generated almost all of the equity in earnings of affiliates of \$15.6 million. Total revenue for the year of \$751.2 million represents an increase of \$546.1 million over 1978 revenue of \$205.1 million.

## Cash Expenses

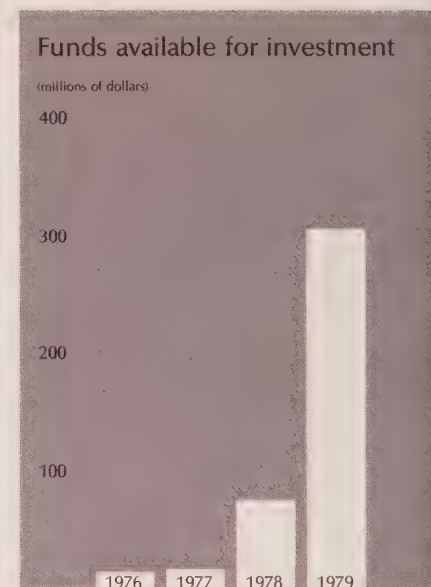
Total cash expenses of \$383.9 million in 1979 increased by \$293.7 million over 1978 expenses of \$90.2 million reflecting the considerably expanded operations resulting from the Pacific acquisition, higher costs of purchases of crude oil and products for refining and marketing operations, and a general increase in operating costs.

## Funds from Operations

After adjusting total revenue for the portion of equity in earnings of affiliates not distributed to Petro-Canada in dividends of \$5.5 million and providing for current income taxes of \$4.1 million, funds from operations were \$357.7 million in 1979 compared with \$113.2 million in 1978.



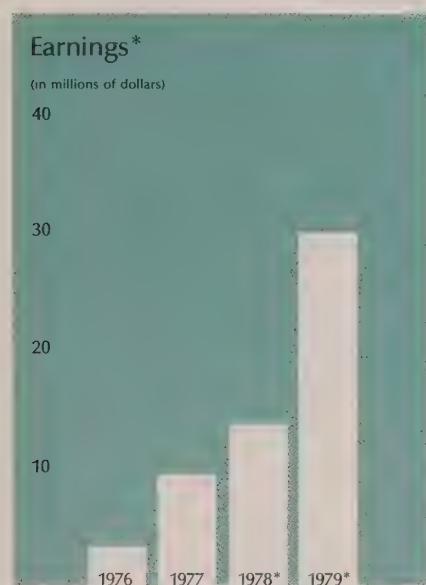
## Funds Available for Investment



In addition to funds from operations of \$357.7 million, Petro-Canada received \$82.3 million from the sale of 20% of its interest in the Syncrude project as a result of Alberta Energy Company Ltd. exercising an option granted to it in 1975. It also received \$9.0 million for gas paid for but not taken for a total of \$449.0 million. From this, cash disbursed for the payment of preferred share dividends of \$95.8 million and a reduction of long-term debt of \$47.7 million left \$305.5 million for use by the Corporation for other investment opportunities.

These are funds generated by Petro-Canada (after all cash costs for operating expenses, current income taxes, and obligations for long-term debt and preferred share dividends) which are available for new investments.

## Earnings



\*Earnings are after deduction of preferred share dividends of PEX of \$13.6 million in 1978 and \$95.8 million in 1979.

Allowances for items which do not require current cash expenditures amounted to \$231.7 million, consisting of deferred income taxes of \$117.9 million, depreciation, depletion and amortization of \$128.8 million, less other net credits amounting to \$15.0 million. After deducting these items from funds from operations of \$357.7 million the net earnings before the deduction of financing costs, incurred for the purchase of Pacific, was \$126.0 million in 1979 as compared to \$27.4 million in 1978. The dividends paid on the preferred shares issued to Canadian banks to fund the purchase of Pacific were \$95.8 million in 1979, leaving net earnings after preferred share dividends of \$30.2 million up from \$13.7 million in 1978.

## Total Sources and Uses of Funds

Petro-Canada's total sources of funds for 1979 were as follows:

	(millions)
Working capital provided from operations .....	\$ 357.7
Sale of 20% interest in Syncrude .....	82.3
Natural gas paid for but not taken .....	9.0
Funds from shares issued to Government of Canada .....	146.0
Additional long-term debt .....	20.0
Funds held for completion of Pacific acquisition .....	749.0
<b>Total sources of funds .....</b>	<b>\$1,364.0</b>

These funds were used as follows:

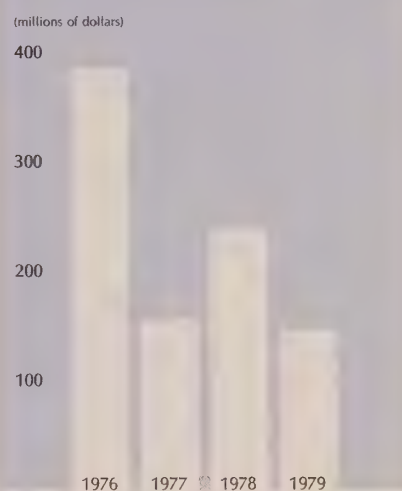
	(millions)
Completion of Pacific acquisition .....	\$ 749.5
Oil and gas exploration and development .....	328.5
PEX preferred share dividends .....	95.8
Reduction of long-term debt .....	47.7
Investments (mainly Westcoast Transmission) .....	25.1
Syncrude project .....	13.0
Polar Gas, Heavy Oil, Arctic LNG and other feasibility studies (deferred charges) .....	4.6
Increase in working capital .....	99.8
<b>Total .....</b>	<b>\$1,364.0</b>

## Assets

At the end of 1979 consolidated assets totalled \$3,411.3 million, consisting of: current assets of \$425.9 million; investments (mainly Westcoast Transmission and Panarctic) of \$275.9 million; property plant and equipment of \$2,671.7 million; and deferred charges of \$37.8 million. Deductions of liabilities and deferred income taxes amounting to \$968.0 million and the \$1,464.4 million preferred shares issued by PEX resulted in shareholder's equity at book value of \$978.9 million. The Government of Canada equity at year end consisted of common shares of \$580.0 million and preferred shares of \$343.8 million for a total of \$923.8 million. Retained earnings at year end were \$55.1 million.

It is worth noting that the Government of Canada's equity reflects the purchase costs of underlying assets but does not reflect their present market value.

## Government investment in Petro-Canada Shares





# Consolidated Balance Sheet

As at December 31, 1979

(stated in thousands of dollars)

## Assets

	1979	1978
<b>Current Assets</b>		
Cash and short-term deposits	\$ 177,308	\$ 76,471
Accounts receivable	195,054	127,984
Inventories	47,813	38,171
Deposits and prepaid expenses	5,706	1,232
	<u>425,881</u>	<u>243,858</u>
Cash Held for Investment	—	749,000
Investments (Note 4)	275,886	235,485
Property, Plant and Equipment, net (Note 5)	2,671,737	2,087,244
Deferred Charges (Note 7)	37,817	33,326

Approved on behalf of the Board



Director



Director

<u>\$3,411,321</u>	<u>\$3,348,913</u>
--------------------	--------------------

## Liabilities

	1979	1978
Current Liabilities		
Accounts payable and accrued liabilities	\$ 193,123	\$ 124,195
Portion of long-term debt due within one year	47,270	36,839
Income taxes payable	2,840	—
	243,233	161,034
Long-Term Debt (Note 8)	282,236	300,277
Deferred Natural Gas Revenue	17,296	8,290
Deferred Income Taxes	425,331	307,452
5% Convertible Subordinated Debentures	—	25,004
Minority Interest	—	279,790
Preferred Shares Issued by a Subsidiary (Note 9)	1,464,375	1,464,375

## Shareholder's Equity

[illegible]

# Consolidated Statement of Earnings and Retained Earnings

For the year ended December 31, 1979

(stated in thousands of dollars)

	1979	1978
		(Note 2)
<b>Revenue</b>		
Operating	\$704,519	\$174,344
Interest	29,319	20,926
Equity in earnings of affiliates	15,580	1,779
Gain on foreign exchange	1,746	8,046
	<u>751,164</u>	<u>205,095</u>
<b>Expenses</b>		
Operating	317,246	53,763
Depreciation, depletion and amortization	128,824	38,388
General and administrative	48,463	23,196
Interest on long-term debt	17,626	11,289
Research	515	125
Other interest	—	1,839
	<u>512,674</u>	<u>128,600</u>
<b>Earnings Before Undernoted Items</b>	238,490	76,495
Gain on Sale of Portion of Investment in the Syncrude Project	14,532	—
	<u>253,022</u>	<u>76,495</u>
<b>Provision for Income Taxes (Note 11)</b>		
Deferred	117,879	38,763
Current	4,089	3,346
	<u>121,968</u>	<u>42,109</u>
	131,054	34,386
<b>Minority Interest (Note 3)</b>	5,049	7,010
<b>Net Earnings for Year Before Preferred Share</b>		
Dividends of Subsidiary	126,005	27,376
<b>Preferred Share Dividends of Subsidiary (Note 9)</b>	95,846	13,636
<b>Net Earnings for Year After Preferred Share</b>		
Dividends of Subsidiary	30,159	13,740
<b>Retained Earnings at Beginning of Year</b>	24,891	12,848
	55,050	26,588
<b>Preferred Share Issue Expense of Subsidiary</b>	—	1,697
<b>Retained Earnings at End of Year</b>	<u>\$ 55,050</u>	<u>\$ 24,891</u>



# Consolidated Statement of Changes in Financial Position

For the year ended December 31, 1979

(stated in thousands of dollars)

	1979	1978
		(Note 2)
<b>Sources of Working Capital</b>		
Net earnings for year before preferred share dividends of subsidiary	\$ 126,005	\$ 27,376
Add items not affecting working capital	231,679	85,792
Working capital provided from operations	357,684	113,168
Proceeds from issue of preferred shares by subsidiary	—	1,464,375
Proceeds from issue of shares	146,000	239,500
Proceeds from issue of long-term debt	20,000	—
Reduction in cash held for investment	749,000	—
Proceeds from sale of portion of investment in the Syncrude Project	82,282	—
Deferred natural gas revenue	9,006	8,290
	<u>1,363,972</u>	<u>1,825,333</u>
<b>Uses of Working Capital</b>		
Acquisition of shares of Pacific Petroleums Ltd. (Note 3)	749,528	699,023
Cash held for investment	—	749,000
Increase in investments	25,076	16,746
Purchase of property, plant and equipment	341,394	219,236
Increase in deferred charges	4,597	11,322
Reduction of long-term debt	47,707	31,116
Preferred share dividends paid by subsidiary (Note 9)	95,846	13,636
Preferred share issue expense of subsidiary	—	1,697
	<u>1,264,148</u>	<u>1,741,776</u>
<b>Increase in Working Capital</b>	<u>99,824</u>	<u>83,557</u>
<b>Working Capital (Deficiency) at Beginning of Year</b>	<u>82,824</u>	<u>(733)</u>
<b>Working Capital at End of Year</b>	<u>\$ 182,648</u>	<u>\$ 82,824</u>

# Notes to Consolidated Financial Statements

December 31, 1979

(tabular amounts shown in thousands of dollars)

## 1. Summary of Significant Accounting Policies

### (a) Basis of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Petro-Canada and its subsidiary, Petro-Canada Exploration Inc. ("PEX"), and all of its subsidiaries ("the Corporation").

The excess of the consideration paid for the shares of subsidiaries over the underlying net book values at the dates of acquisition has been attributed to the related assets acquired.

### (b) Inventories

Inventories are valued at the lower of cost and net realizable value.

### (c) Investments

The Corporation accounts for investments in companies over which it has significant influence on the equity method. Other long-term investments are accounted for by the cost method.

### (d) Property, Plant and Equipment

The Corporation follows the full cost method of accounting for oil and gas properties whereby all costs relating to the exploration for and development of oil and gas reserves are capitalized. Such costs include those related to lease acquisitions, geological and geophysical activities, carrying charges of non-producing properties, drilling both productive and non-productive wells and overhead related to exploration.

Separate cost centres have been established for non-frontier Canada, each of five Canadian frontier areas and each foreign area in which the Corporation has an interest. Costs incurred in non-frontier Canada and in producing foreign cost centres are depleted separately on the unit of production method based on estimated proven oil and gas reserves. For purposes of calculating depletion, natural gas production and reserves are converted to equivalent units of crude oil based on the relative energy content of each commodity.

Annual costs incurred in the other cost centres are amortized on a straight line basis over the period during which exploration activity in each cost centre is expected to continue. Where exploration proves to be successful, amortization is suspended and the unamortized balance of the cost centre is depleted on the unit of production method when production commences. Where exploration proves to be unsuccessful and the cost centre is condemned or abandoned, the unamortized balance of that cost centre is charged to earnings at that time.

Costs of property, plant and equipment associated with the Syncrude Project and related leases are accumulated in a separate cost centre and are depleted on the unit of production method. Expenditures on other bituminous sands leases are also accumulated in separate cost centres and are amortized, depleted or otherwise charged to earnings in accordance with the policy described in the preceding paragraph.

Substantially all of the Corporation's exploration and production activities related to oil and gas are conducted jointly with others. Only the Corporation's proportionate interest in such activities is reflected in the financial statements.

The interest cost of debt attributable to the construction of major new facilities is capitalized during the construction period.

Depreciation of plant and equipment (except as noted above) is provided on either the unit of production or straight line methods as appropriate. Straight line depreciation rates range from 4% to 25%.

(e) Deferred Charges

The Corporation is deferring costs incurred on feasibility studies involving economic evaluation and preliminary engineering relating to:

- (i) Production of hydrocarbons from conventional heavy oil deposits
- (ii) Polar Gas Project
- (iii) Arctic Liquefied Natural Gas Project
- (iv) Other — transportation and drilling related technologies.

When production or commercial activity of a particular project commences the applicable expenditures are amortized based on the estimated useful life of the project. In the event that a decision is made not to proceed with a particular project, all associated costs are charged to earnings at that time.

The costs of the Polar Gas Project relate to feasibility studies in connection with a gas transmission system from the Arctic Islands to Eastern Canada. Under the participation agreement, subject to the project's feasibility and approval by the necessary regulatory authorities, the participants shall be entitled to have the costs they have incurred treated as an equity investment in a company incorporated to construct and operate the transmission facilities, or be reimbursed out of any financing of such company.

Debt issue expense is amortized on a straight line basis over the life of the debt.

(f) Research Costs

Research costs are charged against earnings as incurred.

(g) Income Taxes

The Corporation makes full provision for income taxes deferred as the result of claiming tax depreciation, exploration, development and other costs which exceed the related amounts charged to expense in the financial statements.

(h) Translation of Foreign Currency

Current assets and current liabilities are translated at the rate of exchange in effect at the close of the year. The resulting gains and losses are included in earnings. Long-term assets, liabilities and preferred shares issued by a subsidiary are translated at rates in effect at the dates the assets were acquired, the obligations incurred or the capital stock issued. Revenue and expense items are translated at the average rates in effect during the year with the exception of depletion, depreciation and amortization which reflect rates in effect when the assets were acquired.

## 2. Comparative Figures

The 1978 comparative figures in the consolidated statements of earnings and retained earnings and changes in financial position include the operating results of Pacific Petroleum Ltd. from November 11, 1978, the effective date on which it became a subsidiary.

Certain reclassifications have been made to the 1978 comparative figures to conform with the current year's presentation.

## 3. Acquisition of Shares of Pacific Petroleum Ltd.

Effective February 3, 1979, the Corporation increased its holdings of the issued common shares of Pacific Petroleum Ltd. from 51.6%, held on December 31, 1978, to 100%. The additional shares were acquired, pursuant to a tender offer dated January 19, 1979, at a cost of \$749,528,000. The aggregate cost of the acquisition of all of the Pacific shares was \$1,496,389,000 (including related expenses). Concurrent with the January 19, 1979 tender offer, \$24,566,000 principal amount of the 5% Convertible Subordinated Debentures was converted into 638,716 common shares of Pacific, and the balance of \$438,000 was redeemed. Funds for the 1979 purchase were provided from the cash held for investment at December 31, 1978.



Details of the acquisition, which has been accounted for by the purchase method, are as follows:

	1979	1978
Book value of acquired interest (1978 — net of working capital acquired of \$47,838,000) .....	\$309,843	\$242,728
Excess of attributed value over book value of acquired interest:		
Petroleum and natural gas properties .....	439,673	454,913
Investment in Westcoast Transmission Company Limited .....	9,678	10,028
Long-term debt .....	(9,666)	(8,646)
	439,685	456,295
Cost of acquisition (net of working capital acquired) .....	\$749,528	\$699,023

Subsequent to the completion of the acquisition of Pacific, its assets and liabilities were transferred to PEX and proceedings to effect the dissolution of Pacific were commenced.

The Corporation's consolidated earnings for 1979 include 100% of the earnings of Pacific from February 3, 1979 and 51.6% prior to that date.

#### 4. Investments

The Corporation's investments consist of:

	1979	1978
At equity		
Westcoast Transmission Company Limited .....	\$157,516	\$116,700
Panarctic Oils Ltd. ....	108,553	108,553
Pacific Northern Gas Ltd. ....	2,287	1,996
Other, at cost .....	7,530	8,236
	\$275,886	\$235,485

##### Westcoast Transmission Company Limited

At December 31, 1979, the Corporation held 35.9% of the total outstanding common shares of Westcoast Transmission Company Limited. Westcoast has reserved common shares for issuance to holders of convertible securities and share purchase warrants which, if issued, would reduce the Corporation's interest to 31.3%.

The value assigned to the investment in Westcoast, when it was acquired by the Corporation through the acquisition of Pacific, and the cost of subsequent share purchases exceed the underlying net book value at the dates of acquisition by \$33,168,000. This excess is being amortized over the estimated useful lives of the underlying assets to which it is attributed by charges against the Corporation's share of Westcoast's net earnings.

Westcoast is a regulated utility and is subject to regulatory directives which may change the components of the cost of service. Changes resulting from such directives do not have a direct effect on net earnings due to rate of return on rate base considerations which are also taken into account in the regulatory process.

At December 31, 1979, the quoted market value of the Corporation's investment in Westcoast was \$184,560,000 (1978 — \$133,303,000).

##### Panarctic Oils Ltd.

At December 31, 1979, the Corporation held approximately 45% of the issued common shares of Panarctic Oils Ltd. These shares are not traded on the open market and therefore do not have a quoted market value. The activities of Panarctic are in the exploratory stage and all expenses less sundry income have been capitalized; the company is deemed not to have earned a profit or sustained a loss. The Corporation is committed to expenditures of approximately \$14,000,000 in connection with the ongoing financing of Panarctic.

## 5. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment consists of:

	1979		1978	
	Cost	Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization	Net	Net
Oil and gas				
Canada				
— non-frontier areas . . . . .	\$1,996,715	\$143,243	\$1,853,472	\$1,366,907
— frontier areas . . . . .	246,558	32,373	214,185	148,015
Foreign . . . . .	75,248	7,382	67,866	39,213
Bituminous sands				
— Syncrude Project and related leases (Note 6). . . . .	282,981	2,554	280,427	337,763
— Other bituminous sands leases and expenditures thereon . . . . .	22,527	2,924	19,603	10,618
Refining and marketing . . . . .	48,721	3,905	44,816	44,185
Natural gas liquids . . . . .	126,793	1,218	125,575	85,689
Pipelines, and other property and equipment . . . . .	71,273	5,480	65,793	54,854
	<u>\$2,870,816</u>	<u>\$199,079*</u>	<u>\$2,671,737</u>	<u>\$2,087,244</u>

\*consists of depreciation — \$26,998,000, depletion — \$127,670,000 and amortization — \$44,411,000 (at December 31, 1978 — \$7,248,000, \$45,718,000 and \$17,722,000 respectively).

## 6. Syncrude Project

The Corporation is a participant in a project operated by Syncrude Canada Ltd. to produce synthetic crude oil from the Athabasca Oil Sands. The Corporation considered the project to be in the start-up phase until June 30, 1979, and start-up expenses net of revenues up to that date are included in the capital cost of the project.

On August 30, 1979, the Alberta Energy Company Ltd. exercised its right, granted under the terms of an option agreement, to purchase a 20% interest in the Syncrude Project. As a result, the Corporation's interest in the project was reduced from 15% to 12%.

Associated with the Syncrude Project are facilities which are not owned by the participants, consisting of a steam and electricity generating plant, a field gas supply pipeline and a pipeline to transport plant product to Edmonton. The Corporation, together with the other participants, has minimum usage commitments relating to these facilities.

## 7. Deferred Charges

Deferred charges consist of:

	1979	1978
At cost:		
Heavy oil projects . . . . .	\$12,647	\$12,645
Polar Gas Project . . . . .	13,501	12,062
Arctic Liquefied Natural Gas Project . . . . .	7,502	4,950
Other . . . . .	3,582	2,703
Unamortized debt expense . . . . .	585	966
	<u>\$37,817</u>	<u>\$33,326</u>

## 8. Long-Term Debt

Long-term debt consists of:

	Maturity	1979	1978
In Canadian dollars			
Bank Income Debentures .....	1983	\$180,000	\$190,000
6.25% - 6.75% mortgages .....	1985	1,640	2,055
Other long-term debt, non-interest bearing .....	1987	3,200	3,600
In United States dollars			
9% unsecured notes (\$60,000,000 U.S.) .....	1996	71,078	65,161
8.45% unsecured notes (\$30,000,000 U.S.) .....	1987	35,539	33,717
5.25% unsecured notes (\$26,000,000 U.S.) .....	1985	30,817	33,926
5.75% - 6.25% mortgages (\$4,252,000 U.S.) .....	1988	5,096	5,686
6.5% secured notes (\$1,777,000 U.S.) .....	1982	2,136	2,971
		329,506	337,116
Less portion due within one year .....		47,270	36,839
		<u>\$282,236</u>	<u>\$300,277</u>

### Bank Income Debentures

The Bank Income Debentures are held by a Canadian chartered bank and bear interest at approximately 52% of the bank's prime lending rate as announced from time to time. No deduction is allowed under the Income Tax Act for interest expense relating to the Bank Income Debentures (Note 11).

While the Bank Income Debentures are not secured by any charge against the assets of the Corporation, there are certain restrictions with respect to the disposition or encumbrance of the investment by the Corporation in PEX.

During the year, the Corporation redeemed Bank Income Debentures in the amount of \$30,000,000 and reissued Debentures, which had been redeemed in a prior year, in the amount of \$20,000,000.

### Repayment of long-term debt

Annual repayments of the 9% and 8.45% unsecured notes will commence in 1981 and 1982 respectively. All the other issues are currently subject to minimum annual repayments.

The repayment of long-term debt in each of the next five years is as follows:

1980 — \$47,270,000	1981 — \$61,628,000	1982 — \$66,437,000
1983 — \$56,494,000	1984 — \$16,399,000	

## 9. Preferred Shares Issued by a Subsidiary

The preferred shares issued by PEX consist of 12,500,000 floating rate, cumulative, redeemable, non-voting, preferred shares issued at \$100 U.S. per share to a group of Canadian chartered banks.

The shares are redeemable, at the option of PEX, at \$100 U.S. per share, plus accrued dividends, except that to the extent shares in excess of 3,125,000 are redeemable prior to November 10, 1981, such excess shares are redeemable at a premium of \$2 U.S. per share.

Cumulative dividends, payable quarterly, are based on a percentage of, at the option of PEX, either the United States Base Rates, or the London Inter-Bank Offered Rates of the banks. At December 31, 1979, the dividend rate was approximately 8% per annum.

Under the terms of an agreement between the banks and the Corporation, in the event that PEX does not exercise its option to redeem the shares over a ten year period beginning December 31, 1983, or in the event of certain occurrences under the provisions of the agreement, the banks have the option to require the Corporation to purchase the shares at \$100 U.S. per share, plus accrued dividends.



## 10. Capital

### Authorized:

The initial authorized capital of the Corporation was \$500 million divided into 100 common shares of the par value of \$5 million each. This was increased to 116 common shares on the acquisition of the capital stock of Panarctic Oils Ltd. previously owned by the Government of Canada.

Pursuant to the Petro-Canada Act, and subject to certain conditions and limitations as to the aggregate amount, the authorized capital of the Corporation is increased by the issue of preferred shares. Accordingly, at any time, the authorized and issued preferred shares are identical. The preferred shares have a par value of \$1 each, are redeemable at par at the option of the Corporation, carry no stated rate of dividend and are non-cumulative.

### Issued (to the Government of Canada):

	1979		1978	
	Number of Shares	Consideration	Number of Shares	Consideration
<b>Common Shares</b>				
Balance at beginning of year	88	\$440,000	56	\$280,000
For cash	28	140,000	32	160,000
Balance at end of year	116	\$580,000	88	\$440,000
<b>Preferred Shares</b>				
Balance at beginning of year	337,799,853	\$337,800	258,299,853	\$258,300
For cash	6,000,000	6,000	79,500,000	79,500
Balance at end of year	343,799,853	\$343,800	337,799,853	\$337,800

## 11. Income Taxes

The provision for income taxes of \$121,968,000 (1978 — \$42,109,000) represents an effective rate of 48.2% (1978 — 55.0%) on earnings before income taxes of \$253,022,000 (1978 — \$76,495,000). The provision has been computed as follows:

	1979	1978
Earnings before income taxes	\$253,022	\$ 76,495
Add (deduct)		
Royalties and other payments to Provincial Governments	227,020	79,451
Federal allowances		
Resource allowance	(123,288)	(41,590)
Tax depletion	(77,978)	(22,192)
Frontier exploration allowances	(28,603)	(8,708)
Non-deductible interest on Bank Income Debentures (Note 8)	13,385	10,406
Non-taxable portion of capital gains	(14,966)	—
Amortization of excess of attributed value over book value of assets acquired on purchase of subsidiary companies	63,141	13,693
Equity in earnings of affiliates	(15,580)	(1,779)
Other	(662)	(4,676)
	295,491	101,100
Combined Canadian Federal and Provincial income tax at 47%	138,881	47,517
Deduct tax rebates and credits		
Provincial income tax rebate plans	(13,327)	(5,408)
Federal investment tax credit	(3,586)	—
Provision for income taxes	\$121,968	\$ 42,109

## 12. Litigation

On January 9, 1980 Atlantic Richfield Company served the Corporation and PEX with a Statement of Claim requesting that the Corporation cause PEX to pursue a monetary claim for \$12,039,000 against the Government of Saskatchewan with respect to payments made by it under certain Saskatchewan legislation (subsequently determined to be unconstitutional) prior to the time the shares of PEX were acquired by the Corporation from Atlantic Richfield Company. The Statement of Claim asks the court, inter alia, for certain injunctive relief and general damages in the amount of \$20,000,000.

Prior to the service of the Statement of Claim, PEX had executed an assignment and quitclaim agreement with the Government of Saskatchewan pursuant to which the payments made under the unconstitutional legislation were applied in satisfaction of an assessment under the Oil Well Income Tax Act, 1978 for the same period as the payments previously made.

In the opinion of management, based on the advice of counsel, no provision for the claim is required in the accounts of the Corporation.

# Auditors' Report

To the Honorable Minister  
Energy, Mines and Resources  
House of Commons  
Ottawa, Canada



Peat, Marwick, Mitchell & Co.

We have examined the consolidated balance sheet of Petro-Canada as at December 31, 1979 and the consolidated statements of earnings and retained earnings and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the corporation as at December 31, 1979 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

We further report as required by Section 77(1) of the Financial Administration Act that, in our opinion, proper books of account have been kept by the corporation and the transactions that have come under our notice have been within the powers of the corporation.

Calgary, Canada  
February 26, 1980

*Peat, Marwick, Mitchell & Co.*

Chartered Accountants

Le 9 janvier 1980, Atlantic Richfield Company a signifié une demande introductive d'instance à la Société et à PEX demandant que la Société agisse de sorte que PEX intente une action en dommages-intérêts monétaires de \$12 039 000 contre le gouvernement de la Saskatchewan relativement à des versements effectués par PEX en vertu de certaines lois de la Saskatchewan (lesquelles lois ont par la suite été déclarées non constitutionnelles) avant l'époque où la Société a acquis les actions de PEX de Atlantic Richfield Company. La demande introductive d'instance demande à la cour, entre autres, certains dégrèvements injonctifs et dommages-intérêts généraux au montant de \$20 000 000.

Avant de recevoir la demande introductive d'instance, PEX avait exécuté un acte de cession et de transfert de droit avec le gouvernement de la Saskatchewan selon lequel les versements effectués en vertu de la loi non constitutionnelle ont été crédités à un montant cotisé aux termes de la loi intitulée "Oil Well Income Tax Act, 1978" pour la même période que celle couvrant les versements déjà effectués.

La direction croit, sur la foi de l'avis des conseillers juridiques, qu'aucune provision n'est requise pour la demande dans les comptes de la Société.

## Rapport des vérificateurs

À l'honorable Ministre  
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources  
Chambre des Communes  
Ottawa, Canada



Peat, Marwick, Mitchell & Co.

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1979 ainsi que les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent la situation financière de la Société au 31 décembre 1979 ainsi que les résultats de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Nous estimons également, en vertu de l'article 77(1) de la Loi sur l'administration financière, qu'à notre avis, la Société a tenu les livres de comptabilité appropriés et que les opérations de la Société venues à notre connaissance étaient de la compétence de la Société.

*Peat, Marwick, Mitchell & Co.*

Calgary, Canada  
le 26 février 1980

Comptables agréés



Autorisé:

Le capital initial autorisé de la Société était de \$500 millions répartis en 100 actions ordinaires d'une valeur nominale de \$5 millions chacune. Ce capital initial fut porté à 116 actions ordinaires à l'acquisition du capital-actions de Panarctic Oils Ltd., antérieurement détenu par le Gouvernement du Canada.

En vertu de la Loi créant Petro-Canada et sous réserve de certaines conditions et limites quant au montant global, le capital autorisé de la Société est augmenté par l'émission d'actions privilégiées. Par conséquent, les actions privilégiées autorisées et émises représentent un montant identique en tout temps. Ces actions privilégiées ont une valeur au pair de \$1 chacune, sont rachetables au pair au gré de la Société, ne comportent aucun taux déclaré de dividende et ce dividende n'est pas cumulatif.

Émis (au Gouvernement du Canada):

	1979	1978
Actions ordinaires		
Solde au début de l'exercice	88	56
Au comptant	28	32
Solde à la fin de l'exercice	116	88
Actions privilégiées		
Solde au début de l'exercice	337 799 853	258 299 853
Au comptant	6 000 000	79 500 000
Solde à la fin de l'exercice	343 799 853	337 799 853

## Impôts sur le revenu

comme suit:

La provision pour impôts sur le revenu de \$121 968 000 (1978 — \$42 109 000) représente un taux réel de 48,2% (1978 — 55,0%) sur le bénéfice avant impôts de \$253 022 000 (1978 — \$76 495 000). La provision a été calculée		
Bénéfice avant impôts sur le revenu	\$253 022	\$ 76 495
Ajouter (déduire)		
Redevances et autres paiements à des gouvernements provinciaux	227 020	79 451
Déductions fédérales	(123 288)	(41 590)
Déduction en matière de ressources	(77 978)	(22 192)
Épuisement fiscal	(28 603)	(8 708)
en régions éloignées		
Déduction fédérale au titre de l'exploration		
Intérêt non déductible sur les Déventures bancaires à intérêt conditionnel (note 8)	13 385	10 406
Portion non imposable du gain en capital	(14 966)	—
Amortissement de l'excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif acquis lors de l'achat de filiales	63 141	13 693
Participation au bénéfice de sociétés affiliées	(15 580)	(1 779)
Autre	(662)	(4 676)
Taux combiné d'impôts sur le revenu canadiens fédéral et provinciaux à 47%	138 881	47 517
Déduire rabais et crédits fiscaux		
Programmes de rabais provinciaux d'impôts sur le revenu	(13 327)	(5 408)
Crédit d'impôt fédéral à l'investissement	(3 586)	—
Provision pour impôts sur le revenu	\$121 968	\$ 42 109

9. Actions privilégiées émises par une filiale:

Les actions privilégiées ont été émises par PEX et comportent 12 500 000 actions privilégiées, sans droit de vote, rachetables, à dividende cumulatif à taux variable, émises à \$100 US par action à un groupe de banques à charte canadiennes.

Les actions sont rachetables, au gré de PEX, à \$100 US par action, plus les dividendes accumulés, sauf dans la mesure où les actions en excès de 3 125 000 sont rachetées avant le 10 novembre 1981, ces actions excédentaires sont rachetables à une prime de \$2 US par action.

Les dividendes cumulatifs, payables trimestriellement, sont basés sur le pourcentage, au gré de PEX, soit des taux de base des Etats-Unis, soit des taux LIBO (London Inter-Bank Offered Rates) des banques. Le taux de dividende était d'environ 8% par an au 31 décembre 1979.

En vertu des conditions d'une entente entre les banques et la Société, si PEX n'exerce pas son droit d'achat des actions sur une période de dix ans commençant le 31 décembre 1983 ou si certains événements ont lieu en vertu des dispositions de l'entente, les banques ont le droit d'exiger que la Société achète les actions à \$100 US plus les dividendes courus.

Remboursement de la dette à long terme

Les remboursements annuels des billets non garantis 9% et 8,45% commenceront en 1981 et 1982 respectivement. Toutes les autres valeurs sont présentement sujettes aux remboursements annuels minimums.

Le remboursement de la dette à long terme au cours de chacun des cinq prochains exercices est comme suit:

1980 — \$47 270 000	1981 — \$61 628 000	1982 — \$66 437 000
1983 — \$56 494 000	1984 — \$16 399 000	

Les Débiteures bancaires à intérêt conditionnel sont détenues par une banque à charte canadienne et portent intérêt à environ 52% du taux d'intérêt préférentiel de cette banque, tel que déclaré de temps à autre. Selon la Loi de l'impôt sur le revenu, aucune déduction n'est admise pour le coût de l'intérêt relié aux Débiteures bancaires à intérêt conditionnel (note 11).

Bien que les Débiteures bancaires à intérêt conditionnel ne soient pas garanties par quelque lien que ce soit sur l'actif de la Société, il existe tout de même certaines restrictions quant à la possibilité d'aliéner ou d'engager le placement que la Société possède dans PEX.

Au cours de l'exercice, la Société a racheté des Débiteures bancaires à intérêt conditionnel au montant de \$30 000 000 et a émis de nouveau des Débiteures qu'elle avait rachetées dans un exercice antérieur, au montant de \$20 000 000.

Débiteures bancaires à intérêt conditionnel			
En dollars américains			
Billets non garantis 9% (\$60 000 000 US)	1996	71 078	65 161
Billets non garantis 8,45% (\$30 000 000 US)	1987	35 539	33 717
Billets non garantis 5,25% (\$26 000 000 US)	1985	30 817	33 926
Hypothèque 5,75% - 6,25% (\$4 252 000 US)	1988	5 096	5 686
Billets garantis 6,5% (\$1 777 000 US)	1982	2 136	2 971
En dollars canadiens			
Débiteures bancaires à intérêt conditionnel	1983	\$180 000	\$190 000
Hypothèques 6,25% - 6,75%	1985	1 640	2 055
Autre dette à long terme, ne portant pas intérêt	1987	3 200	3 600
Moins le capital échéant d'ici un an			
		329 506	337 116
		47 270	36 839
		\$282 236	\$300 277
Échéance			
	1979		1978

8. Dette à long terme

La dette à long terme comporte:





Voici les détails de l'acquisition qui a été comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple:

	1979	1978
Valeur comptable de l'intérêt acquis		
(1978 — moins le fonds de roulement		
acquis de \$47 838 000)		
Excédent de la valeur attribuée sur la		
valeur comptable de l'intérêt acquis:		
Propriétés pétrolières et de gaz naturel	439 673	454 913
Placement dans Westcoast Transmission Company Limited	9 678	10 028
Dettes à long terme	(9 666)	(8 646)
	439 685	456 295
Coût de l'acquisition (moins le fonds		
de roulement acquis)	\$749 528	\$699 023

Suite à la réalisation de l'acquisition de Pacific, son actif et son passif ont été transférés à PEX et on a entrepris des procédures visant à la dissolution de Pacific.

Le bénéfice consolidé de la Société pour 1979 comprend 100% du bénéfice de Pacific à partir du 3 février 1979 et 51,6% avant cette date.

4. Placements

Les placements de la Société comprennent:

	1979	1978
À la valeur comptable		
Westcoast Transmission Company Limited	\$157 516	\$116 700
Panarctic Oilis Ltd.	108 553	108 553
Pacific Northern Gas Ltd.	2 287	1 996
Autre, au coût	7 530	8 236
	\$275 886	\$235 485

Westcoast Transmission Company

Au 31 décembre 1979, la Société détenait 35,9% du total des actions ordinaires en circulation de Westcoast Transmission Company Limited. Westcoast a des actions ordinaires en réserve pour émission aux détenteurs de valeurs convertibles et de droits d'achat d'actions. Si toutes les actions réservées étaient émises, l'intérêt de la Société dans Westcoast serait réduit à 31,3%.

La valeur attribuée au placement dans Westcoast lorsque celle-ci a été acquise par la Société lors de l'acquisition de Pacific et le coût des achats subséquents d'actions excèdent la valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition de \$33 168 000. Cet excédent est amorti sur les vies utiles estimatives des éléments d'actif sous-jacents s'y rapportant par une imputation à la part de la Société dans le bénéfice net de Westcoast.

Westcoast est une compagnie d'utilité publique réglementée et est assujettie à des directives de réglementation qui peuvent changer les composantes du coût du service de temps en temps. Les changements résultant de ces directives n'ont pas d'effet direct sur le bénéfice net en raison des considérations du taux de rendement sur la base des tarifs qui entrent aussi en ligne de compte dans le processus de réglementation.

Au 31 décembre 1979 la valeur à la cote du placement de la Société dans Westcoast était de \$184 560 000 (1978 — \$133 303 000).

Panarctic Oilis Ltd.

Au 31 décembre 1979, la Société détenait environ 45% des actions ordinaires émises de Panarctic Oilis Ltd. Ces actions ne sont pas transigées sur le marché libre et, par conséquent, elles n'ont pas de valeur à la cote. Les activités de Panarctic Oilis Ltd. en sont à l'étape exploratoire et tous les frais moins le revenu divers ont été capitalisés; la compagnie est censée ne pas avoir gagné de profit ou supporté de perte. La Société s'est engagée à dépenser environ \$14 000 000 relativement au financement permanent de Panarctic.

L'amortissement des immobilisations (sauf comme il est noté ci-dessus) se fait selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation ou selon la méthode de l'amortissement linéaire varie de 4% à 25%.

(e) Charges reportées

La Société reporte les coûts encourus sur les études de faisabilité reliées aux évaluations économiques et à l'ingénierie préliminaire relativement :

(i) à la production d'hydrocarbures provenant de gisements de pétrole lourd classique.

(ii) au projet Gaz polaire

(iii) au projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique

(iv) à d'autres activités — transport et technologie relative au forage.

Lorsque la production ou l'activité commerciale d'un projet particulier commencera, les dépenses connexes seront amorties selon la vie utile estimative du projet. Advenant que l'on décide de ne pas procéder avec un projet particulier, tous les coûts connexes seront alors imputés au bénéfice.

Les coûts du projet "Gaz polaire" ont trait aux études de faisabilité reliées à un gazoduc des îles de l'Arctique vers l'est du pays. Selon l'accord de participation, les participants pourront considérer les coûts encourus comme un placement de participation dans une compagnie constituée pour construire et exploiter le gazoduc, ou être remboursés à même le financement de cette compagnie, le tout étant sujet à la possibilité de réaliser le projet et à l'approbation des organismes de réglementation.

Les frais d'émission de dette sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de la dette.

(f) Frais de recherche

Les frais de recherche sont imputés au revenu lorsque engagés.

(g) Impôts sur le revenu

La Société fait toutes les provisions requises pour les impôts sur le revenu reportés du fait qu'elle réclame pour fins d'impôt un amortissement, des coûts d'exploration et d'autres coûts qui dépassent les montants imputés aux frais dans les états financiers.

(h) Conversion des devises étrangères

L'actif à court terme et le passif à court terme sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Le gain ou la perte qui en résulte est inclus au bénéfice. L'actif à long terme, le passif et les actions privilégiées émises par une filiale sont convertis aux taux en vigueur aux dates où l'actif a été acquis, l'obligation encourue ou le capital-actions émis. Les postes de revenus et de frais sont convertis aux taux moyens en vigueur durant l'exercice à l'exception de l'épuisement et de l'amortissement, corporel et incorporel, qui reflètent les taux en vigueur lorsque l'actif a été acquis.

2. Chiffres correspondants

Les chiffres correspondants de 1978 dans les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière comprennent les résultats d'exploitation de Pacific Petroleum Ltd. à partir du 11 novembre 1978, date à laquelle celle-ci est devenue une filiale. Certaines reclassifications ont été apportées aux chiffres correspondants de 1978 afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice courant.

3. Acquisition des actions de Pacific Petroleum Ltd.

En date du 3 février 1979, la Société a augmenté sa participation au capital-actions émis de Pacific Petroleum Ltd. de 51,6% qu'elle détenait au 31 décembre 1978 à 100%. Les actions supplémentaires ont été acquises au coût de \$749 528 000 suite à une offre d'achat datée du 19 janvier 1979. Le coût global de l'acquisition de toutes les actions de Pacific se chiffrait à \$1 496 389 000 (y compris les frais connexes). En même temps que l'offre d'achat du 19 janvier 1979, \$24 566 000 montant principal des débiteurs subordonnés, 5%, convertibles ont été converties en 638 716 actions ordinaires de Pacific et le solde de \$438 000 a été racheté. Les fonds pour l'achat de 1979 ont été fournis par l'encaisse détenue pour placement au 31 décembre 1978.

(les montants dans les tableaux sont indiqués en milliers de dollars)

1. Résumé des principales pratiques comptables

- (a) Principe de consolidation
- Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada et de sa filiale, Petro-Canada Exploration Inc. ("PEX") et de toutes les filiales de celle-ci (la "Société").
- L'excédent de la contrepartie versée pour les actions des filiales sur les valeurs comptables nettes sous-jacentes aux dates d'acquisition a été réparti à l'actif connexe acquis.
- (b) Stocks
- Les stocks sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.
- (c) Placements
- La Société comptabilise ses placements dans les sociétés sur lesquelles elle exerce une influence prépondérante selon la méthode de comptabilisation à la valeur d'acquisition. Les autres placements à long terme sont comptabilisés à la valeur d'acquisition.
- (d) Immobilisations

La Société a adopté, pour ses propriétés pétrolières et gazières, la méthode de capitalisation du coût entier selon laquelle tous les coûts se rapportant à l'exploitation et à l'exploitation de ces réserves pétrolières et gazières sont capitalisés. Ces coûts incluent les frais d'acquisition des concessions, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les frais de possession sur les territoires non exploités, les coûts de forage tant des puits productifs que des puits improductifs et les frais généraux ayant trait à l'exploitation.

On a établi des centres de coûts séparés pour les régions du Canada autres que les régions éloignées, pour chacune des cinq régions éloignées du Canada et chacune des régions étrangères où la Société détient un intérêt. Les coûts encourus dans les régions du Canada autres que les régions éloignées et dans les régions étrangères productives sont amortis séparément selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation basée sur les estimations de réserves pétrolières et gazières prouvées. Pour des fins de calcul de l'épuisement, on convertit la production et les réserves de gaz naturel en quantités équivalentes de barils de pétrole brut en se basant sur le contenu relatif d'énergie de chaque produit.

Les coûts annuels encourus dans les autres centres séparés sont amortis selon la méthode linéaire durant la période au cours de laquelle on prévoit poursuivre les travaux d'exploitation dans chaque région. Là où l'exploitation se révèle fructueuse, l'amortissement linéaire cessera et le solde non amorti du centre des coûts sera réparti selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation lorsque débutera la production. Là où les résultats de l'exploitation se seront avérés négatifs et où le centre des coûts aura été abandonné ou condamné, le solde non amorti de cette source de coûts sera alors imputé au bénéfice.

Les coûts des immobilisations se rapportant au Projet Synchrude et aux concessions connexes sont accumulés dans un centre de coûts distinct et sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation. Les dépenses se rapportant aux autres concessions des sables bitumineux sont aussi accumulées dans des centres de coûts distincts et sont amorties, réparties ou autrement imputées au bénéfice selon la politique énoncée au paragraphe précédent.

La plupart des activités d'exploration et de production de la Société relatives au pétrole et au gaz sont exploitées conjointement avec d'autres parties. Les états financiers ne tiennent compte que de l'intérêt proportionnel de la Société dans ces activités.

Les frais d'intérêt de la dette attribuable à la construction de nouvelles installations importantes sont capitalisés au cours de la période de construction.



# Etat consolidé de l'évolution de la situation financière

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1979

(en milliers de dollars)

	1979	1978
Provenance du fonds de roulement		
Bénéfice net de l'exercice avant dividendes sur actions privilégiées d'une filiale	\$ 126 005	\$ 27 376
Charges n'impliquant pas de déboursés	231 679	85 792
Fonds de roulement provenant de l'exploitation	357 684	113 168
Produit de l'émission d'actions privilégiées par une filiale	—	1 464 375
Produit de l'émission d'actions	146 000	239 500
Produit de l'émission de dette à long terme	20 000	—
Réduction de l'encaisse détenue pour placement	749 000	—
Produit de la vente d'une partie du placement dans le Projet Synchrude	82 282	—
Revenu reporté provenant du gaz naturel	9 006	8 290
Utilisation du fonds de roulement	1 363 972	1 825 333
Acquisition des actions de Pacific Petroleum Ltd. (note 3)	749 528	699 023
Encaisse détenue pour placement	—	749 000
Augmentation des placements	25 076	16 746
Acquisition d'immobilisations	341 394	219 236
Augmentation des charges reportées	4 597	11 322
Réduction de la dette à long terme	47 707	31 116
Dividendes sur actions privilégiées d'une filiale (note 9)	95 846	13 636
Frais d'émission d'actions privilégiées d'une filiale	—	1 697
Augmentation du fonds de roulement	1 264 148	1 741 776
Fonds de roulement (négatif) au début de l'exercice	82 824	(733)
Fonds de roulement à la fin de l'exercice	\$ 182 648	\$ 82 824

# État consolidé des résultats et des bénéfices non répartis

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1979

(en milliers de dollars)

	1979	1978
Revenus		
Exploitation	\$704 519	\$174 344
Intérêt	29 319	20 926
Participation au bénéfice des sociétés affiliées	15 580	1 779
Gain sur le change étranger	1 746	8 046
	<u>751 164</u>	<u>205 095</u>
Frais		
Exploitation	317 246	53 763
Amortissement et épuisement	128 824	38 388
Frais généraux et d'administration	48 463	23 196
Intérêt sur la dette à long terme	17 626	11 289
Recherche	515	125
Autre intérêt	—	1 839
	<u>512 674</u>	<u>128 600</u>
Bénéfice avant les postes notés ci-dessous	238 490	76 495
Gain à la vente d'une partie du placement dans le Projet Synchrude	14 532	—
Provision pour les impôts sur le revenu (note 11)	117 879	38 763
Reportés		
Exigibles	4 089	3 346
	<u>121 968</u>	<u>42 109</u>
Intérêt minoritaire (note 3)	5 049	7 010
Bénéfice net de l'exercice avant dividendes sur actions privilégiées d'une filiale	126 005	27 376
Dividendes sur actions privilégiées d'une filiale (note 9)	95 846	13 636
Bénéfice net de l'exercice après dividendes sur actions privilégiées d'une filiale	30 159	13 740
Bénéfices non répartis au début de l'exercice	24 891	12 848
	<u>55 050</u>	<u>26 588</u>
Frais d'émission d'actions privilégiées d'une filiale	—	1 697
Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice	<u>\$ 55 050</u>	<u>\$ 24 891</u>

## Passif

1978	1979
Passif à court terme	
Comptes-fournisseurs et frais courus	\$ 193 123
Portion de la dette à long terme échéant d'ici un an	47 270
Impôts sur le revenu à payer	2 840
	<u>243 233</u>
Dette à long terme (note 8)	282 236
	300 277
Revenu reporté provenant du gaz naturel	17 296
	8 290
Impôts sur le revenu reportés	425 331
	307 452
Débentures subordonnées, 5%, convertibles	—
	25 004
Intérêt minoritaire	—
	279 790
Actions privilégiées émises par une filiale (note 9)	1 464 375
	<u>1 464 375</u>

## Avoir de l'actionnaire

Capital (note 10)	343 800
Actions privilégiées	337 800
Actions ordinaires	440 000
	<u>777 800</u>
Bénéfices non répartis	55 050
	<u>24 891</u>
	978 850
	<u>802 691</u>
	<u>\$3 411 321</u>
	<u>\$3 348 913</u>



# Bilan consolidé

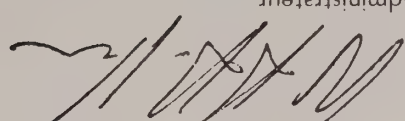
au 31 décembre 1979

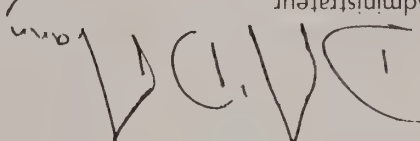
(en milliers de dollars)

## Actif

Actif à court terme		
Encaisse et dépôts à court terme	\$ 177 308	\$ 76 471
Comptes-clients	195 054	127 984
Stocks	47 813	38 171
Dépôts et frais payés d'avance	5 706	1 232
	<u>425 881</u>	<u>243 858</u>
Encaisse détenue pour placement	—	749 000
Placements (note 4)	275 886	235 485
Immobilisations, net (note 5)	2 671 737	2 087 244
Charges reportées (note 7)	37 817	33 326

Approuvé au nom du Conseil d'administration

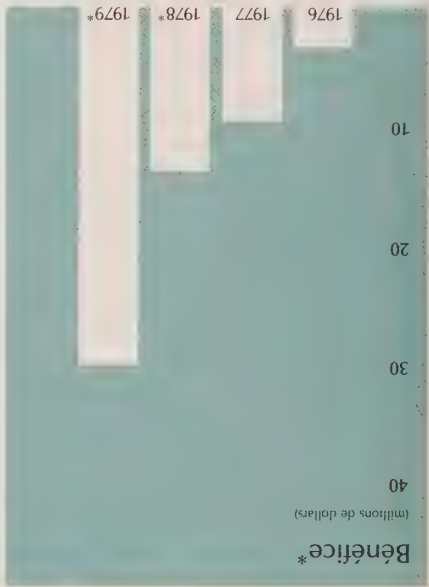
  
Administrateur

  
Administrateur

\$3 411 321

\$3 348 913

## Bénéfice



\* Après déduction des dividendes sur les actions privilégiées de PEX, le bénéfice a été de \$13,6 millions en 1978 et de \$95,8 millions en 1979.

Les provisions pour des postes qui ne requièrent pas de déboursés ont totalisé \$231,7 millions consistant en impôts sur le revenu reportés de \$117,9 millions, l'amortissement corporel, l'épuisement et l'amortissement incorporel de \$128,8 millions, moins d'autres crédits nets de \$15,0 millions. Après avoir déduit ces fonds des \$357,7 millions provenant de l'exploitation, le bénéfice net avant déduction des coûts du financement encourus pour l'achat de Pacific a été de \$126,0 millions en 1979, comparativement avec \$27,4 millions en 1978. Les dividendes payés sur les actions privilégiées émises à des banques canadiennes pour financer l'achat de Pacific ont été de \$95,8 millions en 1979, laissant ainsi, après dividendes sur actions privilégiées, un profit net de \$30,2 millions, comparativement avec \$13,7 millions en 1978.

## Total - Provenance et utilisation des fonds

Les fonds de Petro-Canada pour 1979 provenaient des sources suivantes:

(millions)	\$ 357,7	vente de l'intérêt de 20% dans Syncrude.
82,3		gaz naturel payé mais non pris.
9,0		fonds provenant des actions émises au
146,0		Gouvernement du Canada.
20,0		dette additionnelle à long terme.
749,0		fonds retenus pour compléter l'acquisition de Pacific.
\$1 364,0		Provenance totale des fonds.

(millions)	\$ 749,5	réalisation de l'acquisition de Pacific.
328,5		exploration et exploitation de pétrole et de gaz.
95,8		dividendes sur les actions privilégiées de PEX.
47,7		réduction de la dette à long terme.
25,1		investissements (surtout Westcoast Transmission).
13,0		Projet Syncrude.
		Gaz polaire, pétrole lourd, GNL de l'Arctique
		et autres études de faisabilité (frais reportés).
4,6		augmentation du fonds de roulement.
\$1 364,0		

Ces fonds furent utilisés comme suit:

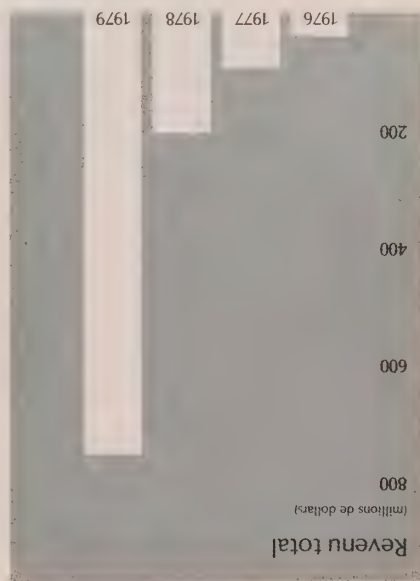
## Actif

A la fin de 1979, l'actif consolidé totalisait \$3 411,3 millions, comprenant: l'actif à court terme de \$425,9 millions; des placements de \$275,9 millions (principalement Westcoast Transmission et Paracitic); immobilisations de \$2 671,7 millions et frais reportés de \$37,8 millions. La déduction du passif à court terme et des impôts sur le revenu reportés a totalisé \$968,0 millions et les actions privilégiées de \$1 464,4 millions émises par PEX ont produit un avoir des actionnaires de \$978,9 millions à la valeur comptable. L'avoir du Gouvernement du Canada à la fin de l'année consistait en \$580,0 millions d'actions ordinaires et en \$343,8 millions d'actions privilégiées totalisant \$923,8 millions. A la fin de l'exercice, les bénéfices non répartis étaient de \$55,1 millions.

Il faut souligner que l'avoir du Gouvernement du Canada reflète les coûts d'achat des éléments d'actif sous-jacents mais ne reflète pas leur valeur présente sur le marché.



## Revenu



Les revenus de \$704,5 millions ont augmenté par rapport à ceux de 1979 provenant de l'exploitation en 1979 de \$174,3 millions en 1978 principalement par suite de l'inclusion du revenu plus élevé provenant de la production, à la suite de l'achat de Pacific, et des prix plus élevés du pétrole et du gaz. De plus, les revenus d'intérêt de \$29,3 millions et le gain de \$1,7 millions sur le change étranger proviennent principalement de l'investissement de fonds temporairement excédentaires et de l'achat de Pacific. L'investissement de la Société dans Westcoast Transmission Company Limited a compté pour la plus grande partie de la participation de la Société dans le bénéfice de \$15,6 millions de ses sociétés affiliées. Le revenu total de \$751,2 millions pour l'exercice représente une hausse de \$546,1 millions par rapport au revenu de \$205,1 millions pour 1978.

## Dépenses d'encaisse

Les dépenses totales de l'encaisse de \$383,9 millions en 1979 ont augmenté de \$293,7 millions par rapport aux dépenses de \$90,2 millions en 1978, reflétant ainsi l'expansion considérable qui a suivi l'acquisition de Pacific, les coûts plus élevés d'achat pour le pétrole brut et les produits de raffinerie et de commercialisation ainsi que la hausse générale des coûts d'exploitation.

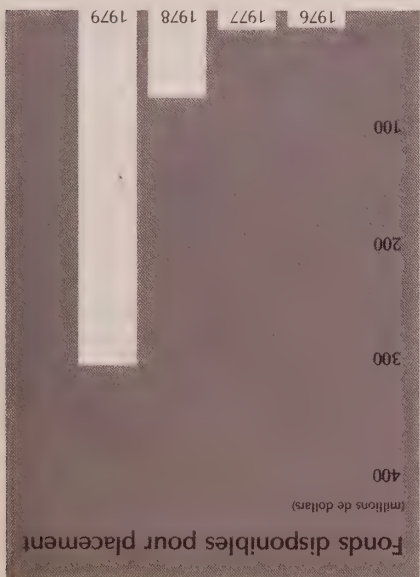
## Fonds provenant de l'exploitation

Après rajustement du revenu total d'après le pourcentage de l'avoir dans le bénéfice de Petro-Canada sous forme de dividendes de \$5,5 millions, et après provision de \$4,1 millions pour les impôts sur le revenu exigibles, les fonds provenant de l'exploitation étaient de \$357,7 millions en 1979 comparativement avec \$113,2 millions en 1978.



## Fonds disponibles

pour investissement



En plus des \$357,7 millions provenant de l'exploitation, Petro-Canada a reçu \$82,3 millions par la vente de son intérêt de 20% dans le Projet Syncrude, Alberta Energy Company Ltd. exerçant l'option qui lui avait été accordée à cet effet en 1975. Petro-Canada a également reçu \$9,0 millions pour le gaz payé mais non pris, ce qui a donné un total de \$449,0 millions. Après déduction de l'encaisse de \$95,8 millions versée pour le paiement des dividendes sur les actions privilégiées et \$47,7 millions pour la réduction de la dette à long terme, la Société disposait de \$305,5 millions pour d'autres investissements possibles. Ce sont des fonds engendrés par Petro-Canada (après tous les coûts d'encaisse pour dépenses d'exploitation, impôts sur le revenu exigibles et obligations de la dette à long terme et dividendes sur les actions privilégiées) qui sont disponibles pour nouveaux investissements.



Westcoast  
Transmission

Avec l'achat de Pacific, la Société a acquis un intérêt de 32% dans Westcoast Transmission Ltd. En mai 1979, la Société augmentait son intérêt à près de 36%. Westcoast Transmission possède et opère un réseau de 4 190 kilomètres pour la collecte et la transmission de gaz naturel en C.-B., compte un intérêt de 62% dans Westcoast Petroleum, un intérêt de 45% dans Pacific Northern Gas et un intérêt de 50% dans le projet de Foothills Gas Pipeline.

Pipe-line Cochín

Petro-Canada possède un intérêt de 10% dans la portion canadienne et américaine du pipe-line Cochín, un pipe-line de 2 930 kilomètres transportant les dérivés liquides du gaz naturel, dont de l'éthylène, de l'Alberta à Sarnia, en Ontario.

Petroleum  
Transmission Co.

Petro-Canada possède 100% de Petroleum Transmission Company, une installation de pipe-line qui transporte des dérivés liquides de propane et de butane de l'usine de traitement d'Empress, en Alberta, jusqu'aux terminaux du rail à Regina et à Winnipeg.

Projet Gaz polaire

En 1979, Petro-Canada continuait d'appuyer les études économiques, environnementales et techniques du Projet Gaz polaire dans lequel elle détient un intérêt de 25%. Cette étude du Projet de pipe-line à long terme concerne le transport de vastes quantités de gaz naturel de l'Arctique supérior vers les marchés intérieurs et d'exportation au moment et si l'on découvre des réserves au seuil requis.

Pipe-line Q & M

En 1976, Petro-Canada entreprenait avec Alberta Gas Trunk Line Company une étude importante sur la faisabilité de transporter du gaz naturel de l'Ouest canadien aux marchés du Québec et des Maritimes. La demande de permis qui en a résulté par Q & M Pipelines Ltd., pour laquelle Petro-Canada a retenu une option d'intérêt de 20%, a été soumise pour approbation à l'Office national de l'énergie en 1978. A la fin de l'année, on avait fait des modifications importantes à la demande de Q & M par suite de discussions avec d'autres sociétés et aussi pour aider à accélérer les audiences devant l'Office national de l'énergie.

L'activité financière de 1979 a été marquée par la réalisation de l'achat de Pacific Petroleum Ltd., ainsi que par la hausse continue des bénéfices de la Société et par sa capacité de produire des fonds provenant de l'exploitation pour financer son programme de dépenses en immobilisations. Ces réalisations sont importantes pour la situation courante de Petro-Canada et lui fournissent une solide base financière pour ses activités futures. Au début de 1979, la Société possédait 51,6% de Pacific Petroleum Ltd. À partir du 3 février 1979, Petro-Canada augmentait à 100% son portefeuille d'actions ordinaires émises par Pacific. L'achat d'actions en 1979 fut financé à même l'encaisse de \$749,0 millions détenue pour placement au 31 décembre 1978. Le coût global de l'acquisition fut de \$1 496,4 millions. La majeure partie des fonds utilisés à cette fin provenait de l'émission en 1978 d'actions privilégiées au montant de \$1 464,4 millions par la filiale de Petro-Canada, Petro-Canada Exploration Inc. (PEX), à un groupe de banques à charte canadiennes. Les résultats financiers de la Société pour 1979 incluent ceux de Pacific sur une base de 100% (sauf les 48,4% détenus par les autres actionnaires de Pacific du 1<sup>er</sup> janvier au 2 février), tandis que les résultats financiers pour 1978 incluaient les résultats de Pacific depuis le 1<sup>er</sup> novembre 1978, date d'entrée en vigueur de l'acquisition de la majorité des actions de Pacific par Petro-Canada.

A l'usine de récupération des dérivés liquides du gaz naturel à Empress, on a mis en circuit continu de nouvelles installations importantes afin de permettre la récupération de 4 000 mètres cubes par jour d'éthane en plus de 2 500 mètres cubes par jour de propane, de butane et de gaz naturel obtenus antérieurement. La nouvelle usine est la plus grande du monde à utiliser le procédé turbo-expansion pour la récupération de liquides. Ses caractéristiques incluent un système de contrôle intensif par ordinateur et un rendement élevé de combustible, utilisant environ la même quantité de fuel pour récupérer plus du double de la quantité des dérivés liquides du gaz naturel.

La demande du marché pour le propane, le butane et autres dérivés liquides du gaz naturel a augmenté en 1979, représentant des hausses substantielles de revenus pour la Société.

## Minage

La Société participe également à différents projets touchant le charbon et les minéraux du Canada. A Lethbridge, en Alberta, Petro-Canada détient un intérêt de 80% dans 13 500 hectares de terres de la Couronne sous permis d'exploitation de charbon. On avait commencé le fonçage d'un puits pour accéder au charbon afin de tester des méthodes de minage et pour obtenir des échantillons destinés à des clients éventuels. A Monkman, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, la

Société détient un intérêt de 50% dans une superficie de 37 400 hectares de terres sous permis d'exploitation de charbon. On poursuit actuellement une étude de faisabilité pour examiner les possibilités que représenterait une mine à ciel ouvert de charbon métallurgique. La Société continue de rechercher des marchés pour ces mines prometteuses.

## Projet pilote de l'Arctique

Petro-Canada est le gestionnaire du Projet pilote de l'Arctique pour ses associés, The Alberta Gas Trunk Line Co. Ltd. et Melville Shipping Ltd.

Le Projet offrira d'importants avantages économiques à l'Arctique et à l'Est du Canada; il réduira la dépendance de l'Est du Canada du pétrole importé, ouvrira l'Arctique au transport à l'avant-garde de la

technologie marine de l'Arctique. Le Projet est conçu pour démontrer la faisabilité de produire et livrer 7 millions de mètres cubes de gaz naturel par jour sous une forme liquide (GNL) depuis l'île Melville dans l'Arctique canadien jusqu'aux marchés du sud sur une base annuelle. Le GNL sera regazéifié dans l'Est du Canada pour livraison par échange aux clients des États-Unis. Le coût total estimé du Projet est de \$1,75 milliards et on planifie le début de ses opérations pour 1985.

Jusqu'à maintenant, les associés ont dépensé \$16 millions pour des programmes d'exploitation,

Le Projet pilote de l'Arctique ouvrirait le Nord à l'exploitation des ressources.



d'ingénierie et d'évaluation environnementale. Ces programmes couvrent tous les éléments du Projet, dont les installations de l'île Melville qui incluent celles de la production de Drake Point et le pipe-line de 160 kilomètres conduisant aux installations de liquéfaction à l'anse de Bridport sur la côte sud; l'élément expédition, qui comprend deux méthaniers brise-glace de catégorie 7 et le terminal de regazéification du sud.

En janvier 1979, on a soumis des Demandes de permis à l'Office national de l'énergie, au Ministère du Transport ainsi qu'au Ministère des Affaires indiennes et du Nord afin d'obtenir les approbations requises pour procéder au design détaillé et à la construction du Projet pilote de l'Arctique. Des lettres d'intention relatives à l'achat de gaz des producteurs de l'Arctique et à la vente de gaz aux acheteurs des E.-U. seront déposées devant l'Office national de l'énergie au début de 1980 en vue des audiences qui devraient commencer vers le milieu de 1980.



# Sables pétrolières/ Minage

# Produits pétroliers/ Marketing

Le 30 août 1979, Alberta Energy Company exerçait son option d'acquérir 20% de Syncrude, réduisant ainsi la part de la Société de 15% à 12%. Petro-Canada a reçu \$82,3 millions comme paiement de sa part.

Petro-Canada est l'agent opérateur du Projet PCB, un projet pilote in-situ qui testera une méthode brevetée de récupération par vapeur préchauffée à l'électricité.

En 1978, les associés Petro-Canada, Canada-Cities Service Ltd. et Esso Resources Canada Ltd. ont conclu une entente avec Japan Canada Oil Sands Limited (JACOS) pour une

amodiation de 15 ans en trois phases selon laquelle JACOS pourrait acquérir un intérêt indivisible de 25% dans 4 800 kilomètres carrés dans des terres sous permis des sables

bitumineux de l'Athabasca en dépendant \$74,8 millions au cours des trois phases du Projet. En 1979, on a commencé la construction de 12 puits dans le champ-pilote initial à 40

kilomètres au sud de Fort McMurray. La Société est l'agent opérateur d'une entreprise conjointe de cinq sociétés qui teste une technique de minage

thermal dans les sables pétrolières de l'Alberta. En 1979, Petro-Canada a entrepris la Phase 1 du Projet qui implique le percement de tunnel dans le calcaire sous-jacent de la zone des sables pétrolières et le forage dans la

formation. La Société participe également à deux autres projets in-situ de sables pétrolières. A Greig Lake, on teste un procédé d'extraction en trois

phases qui inclut le préchauffage de la formation, la réduction de la pression dans la formation et l'utilisation de combustion in-situ et de pétrole à la

surface. A Golden Lake, la Société étudie les permis qui contiennent des roches carbonatées imprégnées de bitume.

A la fin de l'année, la Société disposait d'un réseau de commercialisation consistant en 366 postes d'essence au détail et en 54 débouchés en gros s'étendant de la Colombie-

Britannique à Lakehead, en Ontario. Ce réseau fournit environ 5% de l'essence à moteur et approvisionne le marché du distillat de l'Ouest du

Canada. L'accueil du public aux débouchés de détail de "Pacific 66", tout comme celui des concessionnaires opérant ces

débouchés, a continué d'être positif depuis le changement de propriétaire (Petro-Canada). Les ventes d'essence au détail ont augmenté du 14% en 1979 comparativement à la hausse de 5% rapportée pour tout le marché de

détail de l'essence. En vertu d'une entente avec Phillips Petroleum, la Société doit rechercher une nouvelle identification pour ses débouchés de marketing à la fin de 1980. On croit qu'une nouvelle entité commerciale sera en place à ce

moment-là. Petro-Canada possède et opère une raffinerie de 3 000 mètres cubes par jour à Taylor, en C.-B. Généralement, cette raffinerie fournit environ 60% des besoins de la Société pour son

réseau de marketing, soit directement ou par l'intermédiaire d'ententes de ventes réciproques. On commencera en 1980 des travaux d'expansion de \$12 millions à la Raffinerie Taylor afin de pouvoir être sûr de répondre à la

demande croissante du nord de la Colombie-Britannique.



A la fin de l'année, Petro-Canada évaluait ses réserves de gaz à 107,5 milliards de mètres cubes, soit environ 7% des réserves totales de gaz du Canada. Tandis que les découvertes de 1979 de 4,2 milliards de mètres cubes ont compensé la production de 4,2 milliards de mètres cubes pour l'année, on a dû, par suite d'une réévaluation majeure des réserves de la Société, procéder à un rajustement à la baisse de 11,4 milliards de mètres cubes. A la même période, on évaluait les réserves de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel de la Société à 48,8 millions de mètres cubes, environ 4% des réserves totales de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel au Canada. La production de 4,1 millions de mètres cubes a été largement compensée par des découvertes de 3,1 millions de mètres cubes, mais la encore, la réévaluation des réserves a résulté en un rajustement à la baisse de 1,7 millions de mètres cubes. Ces évaluations des réserves de classique fournies de Petro-Canada n'incluent pas celles qui contribuent à la production du Projet Synchrude Canada Ltd, ni n'incluent une évaluation des réserves de découvertes faites dans des pays étrangers et dans des régions éloignées, telles que les importantes découvertes à Hibernia.

Petro-Canada est d'avis que l'on trouvera une source importante d'approvisionnement futur de ressources énormes de pétrole lourd de l'Alberta et de la Saskatchewan qu'il reste toujours à exploiter à des taux de récupération importants et à des coûts économiques de production. Résultat : la Société s'est inscrite à un programme important d'exploration et d'exploitation des immenses réserves de pétrole lourd du Canada.

A la fin de 1978, en association avec Gulf et Saskoil, Petro-Canada concluait un accord avec le Gouvernement de la Saskatchewan en vertu duquel les associés s'engageaient à dépenser \$99 millions afin d'acquérir un maximum de 65 760 hectares de terres de la Couronne en Saskatchewan. Jusqu'à maintenant, on a foré 32 puits sur les terres de SHOP (Programme de pétrole lourd de la Saskatchewan) dont 17 étaient des champs de pétrole. On projette un test thermal à Cactus Lake en 1980 comme partie de ce programme.

Dans la région Lashburn de la Saskatchewan, la Société a foré huit puits et elle poursuit des études du réservoir afin de déterminer le potentiel de production de ce gisement de pétrole lourd. En outre, on a appuyé le programme de pétrole lourd de la Saskatchewan par des travaux agressifs en sismique et par l'acquisition de terres adjacentes à celles de SHOP.

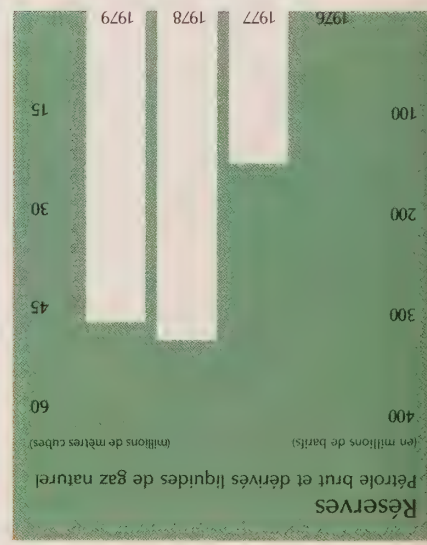
A Muriel Lake, on a commencé un test-pilote de \$5,9 millions pour sept puits de pétrole lourd dans lesquels Petro-Canada est agent opérateur et possède un intérêt de 50% afin de tester des méthodes de récupération.

Petro-Canada est associée à 50% avec Alberta Oil Sands Technology Research Authority dans un projet-pilote à Kinsella afin de tester des procédés d'inondation-vapeur et de combustion in-situ. On a foré douze puits pour chaque projet.

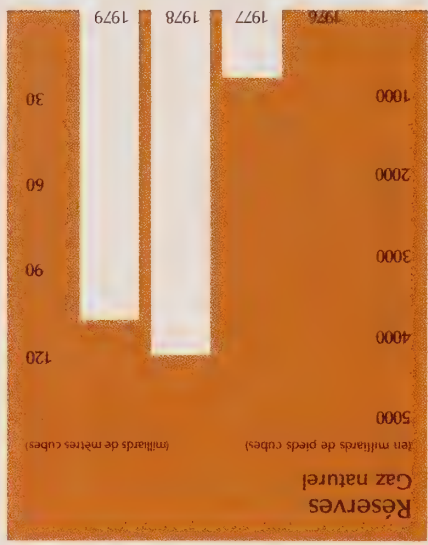
De plus, la Société a participé à un programme important de recherche avec Petroleos de Venezuela afin d'échanger de l'information et d'entreprendre de la recherche sur les moyens d'extraire et de valoriser le pétrole lourd découvert au Canada et au Venezuela.



Le projet de pétrole lourd de Kinsella est un projet-pilote conjoint.



dans le bassin de West Pembina, au cours de la dernière partie de l'année, Petro-Canada a poursuivi des travaux sur trois plates-formes de forage de puits d'exploration et d'exploitation. A la fin de l'année, on avait foré un puits d'exploitation productif et on en avait presque complété trois autres. Tous ces derniers puits doivent être complétés au début de 1980. La Société continue ses projets courants de forage annuel dans le sud-est de la région de gaz en zones peu profondes de l'Alberta. En 1979, on a foré 67 puits afin de maintenir des engagements de contrats de gaz dans les champs de Medicine Hat et d'Alderson. Au nombre des autres régions où l'on a poursuivi des travaux importants relatifs à plusieurs puits, mentionnons Clark Lake et Laprise dans le nord-est, Colombie-Britannique; Bellshill Lake, Rainbow Lake, Caroline et Viking/Kinsella, en Alberta; et Lashburn et Cactus Lake, dans les régions d'huile lourde de la Saskatchewan.



Petro-Canada entreprenait en 1979 un programme majeur afin d'ajouter de nouvelles installations pour la production de pétrole et de gaz ainsi que pour augmenter et valoriser les installations existantes dans ces régions de production. Le coût total de ce programme était de \$34 millions dont 70% a été consacré à la production de gaz. On a entrepris des projets importants de construction à Voyo dans le nord-est de la Colombie-Britannique, où l'on met en place des installations additionnelles de compression et à

## Installations

1 mètre	3,3 pieds
1 kilomètre	0,62 mille
1 hectare	2,5 acres
1 kilomètre carré	100 hectares ou 250 acres
1 mètre cube de gaz	35 pieds cubes de gaz
1 mètre cube de pétrole	6,3 barils de pétrole ou de DLGN

## Facteurs approximatifs de conversion

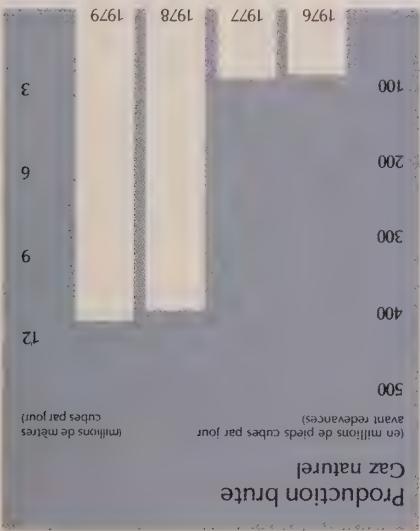
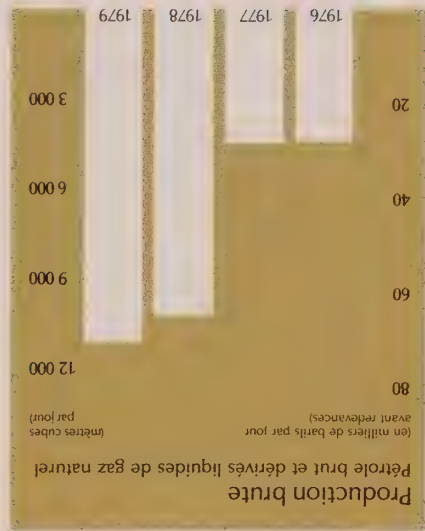
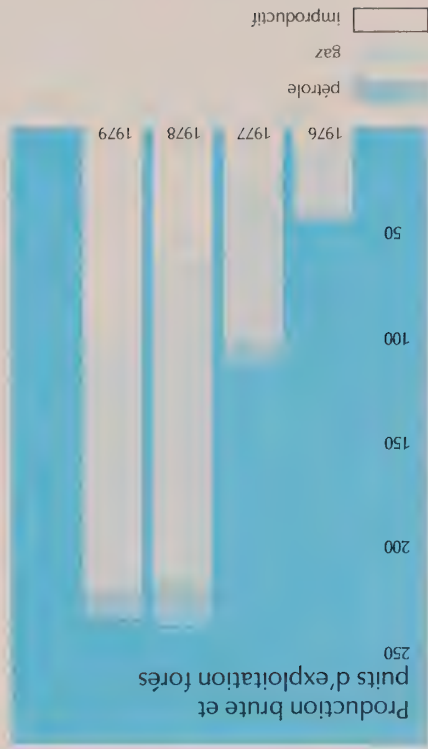
Paddle Prairie dans le nord-ouest de l'Alberta, où une nouvelle installation de traitement de gaz a été mise en circuit continu en 1979. Brazeau River a été le site d'une activité intense de construction durant l'année. En 1979, on a également complété la construction d'une usine de conservation de gaz et d'une batterie centrale de manutention du pétrole. On a aussi beaucoup accéléré durant l'année l'évaluation, le design et l'installation d'un projet d'injection miscible à haute pression pour valoriser la récupération ultime des trois gisements opérés par Petro-Canada. L'injection dans le premier de ces gisements commencera au printemps de 1980 et plus tard cette année dans les deux autres. Ces projets récupéreront 1,5 millions de mètres cubes de pétrole additionnels pour la Société et fourniront une hausse importante au revenu à court terme.

On a commencé en 1979 un autre programme substantiel de construction au champ de Kaybob. Ce projet valorisera et développera les installations de manutention de pétrole et de gaz nécessaires pour acheminer la nouvelle production de gaz au marché. Petro-Canada a adjugé par contrat la majeure part de ses réserves de gaz naturel en puits fermé au Projet d'exportation Pan-Alberta et a participé à vingt-sept nouveaux projets d'exploitation du gaz naturel consacrés aux contrats de Pan-Alberta. Les réserves de gaz de la Société reliées à ce Projet sont de près de 14 milliards de mètres cubes et sa part à la production proposée par Pan-Alberta sera d'environ 3 millions de mètres cubes par jour.

Grâce à son importante base de production et à l'acquisition des immenses réserves de l'Ouest du Canada et de la production de Pacific, Petro-Canada est devenue un important producteur de pétrole et de gaz au Canada. En 1979, la Société se classait au deuxième rang au Canada pour la production du gaz avec une production quotidienne de 17,5 millions de mètres cubes. Elle se situait environ au huitième rang quant à la production de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel avec une production quotidienne moyenne de 10 000 mètres cubes. Cela représente environ 5% de la production de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel du Canada et environ 5% de sa production de gaz naturel.

Près de 50% de la production de gaz de Petro-Canada se fait en Colombie-Britannique, où les champs de Yoyo et Clark Lake représentent près de la moitié de cette quantité. En Alberta, la Société est un producteur important dans les régions de gaz en zones peu profondes du sud-est et du nord-ouest de la province. Les autres régions importantes incluent Whitecourt, Ricinus et Cold Creek.

Environ 91% de la production de pétrole de Petro-Canada provient de l'Alberta. Les principales régions productives sont Viking-Kinsella et Wainwright dans les régions d'huile lourde de l'est de l'Alberta, le champ de densité moyenne de Bellshill Lake et les champs de densité légère de Pembina, Swan Hills, Nipisi, Redwater, Kaybob et Utikuma.



## Forage

Petro-Canada a poursuivi un programme intensif de forage d'exploitation en 1979 afin d'augmenter la production et les réserves de façon à maintenir la position de la Société et améliorer ses revenus de production. On a investi un total de \$32 millions dans des travaux de forage de 235 puits bruts (103 nets) d'exploitation et de production. De ce nombre, on a complété 222 puits bruts (96 nets) comme producteurs de pétrole et de gaz.

Parmi les principales régions de forage, mentionnons le champ Utikuma, où l'on a foré 6 puits de pétrole productifs qui ajoutent des réserves importantes. A Brazeau River





Dans la région de Deep Basin de l'ouest central de l'Alberta, Petro-Canada a entrepris un programme de travaux pour plusieurs puits afin d'évaluer les zones peu profondes et profondes du potentiel de pétrole et de gaz. On a foré quatre puits productifs dans la région de Cutbank, ainsi que trois puits de gaz productifs dans la région d'Elmworth, tandis que l'on évalua des résultats similaires dans les régions Cold Creek/Karr. Bien que les travaux de délimitation ne soient pas encore commencés, on a indiqué des réserves de gaz en quantité importante sur des blocs de terre où Petro-Canada détient un intérêt dominant. De plus, certains indices laissent croire qu'on a fait une nouvelle découverte de pétrole à lator sur l'un des grands blocs importants de terres sous permis dont la Société possède un intérêt significatif.

L'activité exploratoire s'est considérablement accrue dans la région de Brazeau dont on a tant parlé. On y poursuit des études sismiques détaillées afin de pouvoir localiser de nouveaux secteurs possibles pour l'exploration. En 1979, la Société forait deux puits de reconnaissance productifs à Brazeau 7-20 et Peco 6-36; tous deux ont été complets et rapportés comme découvertes productives de gaz humide.

Dans le nord-est de la Colombie-Britannique, c'est une acquisition de terres importante qui a initié un nouveau programme d'exploration. Cette acquisition, qui se trouve au nord du champ de gaz existant de Laprise, est le résultat d'une étude

géophysique et géologique intensive effectuée au cours de deux dernières années, étude qui avait été encouragée par les succès exploratoires de Petro-Canada dans le voisinage.

Le long de la ceinture des "foothills" de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, la Société a acquis des permis sélectionnés et substantiels sur des zones productives possibles des collines. C'est une importante découverte de gaz sur des terres dont Petro-Canada possède un intérêt dans la région Olay de C.-B. qui a stimulé l'intérêt de la Société dans ces zones.

Puits exploratoires - 1979  
(Bruts)

Pétrole	Gaz	Improductif	Autres découvertes	TOTAL
64	54	51	1	170

Sommaire de la superficie\*

(kilomètres carrés)

Ouest du Canada	Colombia-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Sous-total	Régions éloignées	T.N.-O., Yukon, Beaufort, Baie d'Hudson.	Îles de l'Arctique	Côte de l'Est, au large	Sous-total	A l'étranger	Total
Bruts	12 849	31 707	2 748	251	445	48 000	14 601	130 119	220 452	365 172	5 795	418 967	418 967
Nets	7 301	16 450	656	125	445	24 977	7 122	27 211	60 335	94 668	680	120 325	120 325

Le programme d'exploration de 1979 pour l'Ouest du Canada fut le plus substantiel de l'histoire de la Société. Au cours de 1979, la Société a foré ou participé aux travaux de 153 puits d'exploration. De plus, elle a acquis 4 413 kilomètres de données sismiques pour appuyer et délimiter d'avantage des terres sous permis présentant des possibilités. Un programme agressif d'acquisition de terres, concentré principalement sur des achats lors de ventes par des sociétés d'état provinciales, a permis l'acquisition d'environ 148 000 nouveaux hectares d'exploration à ajouter à son inventaire de terres de l'Ouest du Canada en 1979.

L'Ouest du Canada

En vertu d'une entente d'amodiation avec Alberta Energy Company, Petro-Canada a continué d'opérer un programme d'exploration de plusieurs puits et d'étudier les possibilités d'huile lourde et de gaz en zone peu profonde dans une portion de Primrose Bombing Range, au lac Ipiatik. A la fin de l'année, on avait foré 29 puits-tests d'un engagement original de 100 puits avec un taux de succès de 80%, établissant ainsi un potentiel considérable pour la production d'huile lourde. En plus du forage qui sera completé en 1980 et 1981, on planifie un test de récupération thermique pour 1982.

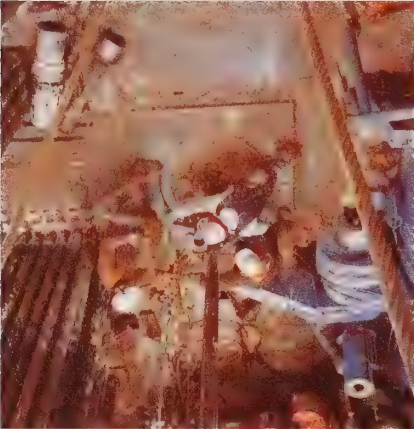
Les récents travaux de forage d'exploration et d'extension, initiés en partie par la Société, ont établi l'existence de nouvelles réserves de pétrole classique dans la région Ulukuma/Golden du centre de l'Alberta où l'on a foré des puits productifs. On poursuivra le forage d'exploitation en 1980 afin de délimiter les découvertes des deux années précédentes d'exploration.

\* Ces chiffres n'incluent pas les redevances et intérêts nets de production de quelque 4 000 kilomètres carrés, ni l'intérêt que la Société possède par son 45% des 140 000 kilomètres carrés de terres sous permis de Panarctic Oils Ltd.  
\*\* De ces intérêts albertains, les permis de sables pétrolières représentent 8 000 kilomètres carrés bruts; 2 860 kilomètres carrés nets.

# Sur la scène internationale

d'installations temporaires dans ce champ. Petro-Canada détient d'autres intérêts divers dans des blocs sur terre et au large du Golfe du Mexique, au large des côtes du Royaume-Uni, au large de la Mer du Nord allemande ainsi qu'au large des côtes de l'Italie.

Dans le domaine international, Petro-Canada a également participé à l'acquisition de 100 000 kilomètres de données sismiques et au forage de neuf puits exploratoires et d'un puits d'exploitation.



Le puits Whitefish dans l'Arctique supérieur.

Au cours des quatre dernières années, Petro-Canada a limité ses travaux d'exploration sur la scène internationale là où on a cru qu'une telle présence pourrait avantager le Canada. Au nombre d'avantages possibles, mentionnons l'accès à des sources assurées de pétrole étranger, l'augmentation du commerce étranger et l'accès à une technologie étrangère permettant de perfectionner le savoir et l'expertise requis pour résoudre les problèmes énergétiques canadiens. Grâce à son achat de Pacific, la Société possède maintenant certains intérêts à l'étranger.

En 1979, la Société a obtenu un intérêt de 5% dans un bloc d'exploration de la Mer du Nord norvégienne contenant un engagement à des travaux de forage de trois puits pour une dépense évaluée par Petro-Canada à environ \$4,1 millions durant 1979 et 1980.

En Extrême-Orient, Petro-Canada participe à sept des huit principaux programmes sismiques présentement poursuivis dans des régions du large de la République populaire de Chine par un grand nombre des principales sociétés internationales et des sociétés nationales de pétrole d'autres pays.

Petro-Canada détient aussi divers intérêts dans huit superfriches sous permis sises au large de la côte de l'Espagne où fut découvert en 1975 le grand champ de pétrole Casablanca. On y a commencé la production continue à la fin de 1979 à partir

## Puits d'exploration dans les régions éloignées

Petro-Canada Industrie		
1976	16	41
1977	13	26
1978	16	24
1979	15	23
Total	60	114

Le soleil de minuit met en relief une tour de forage de l'Arctique.



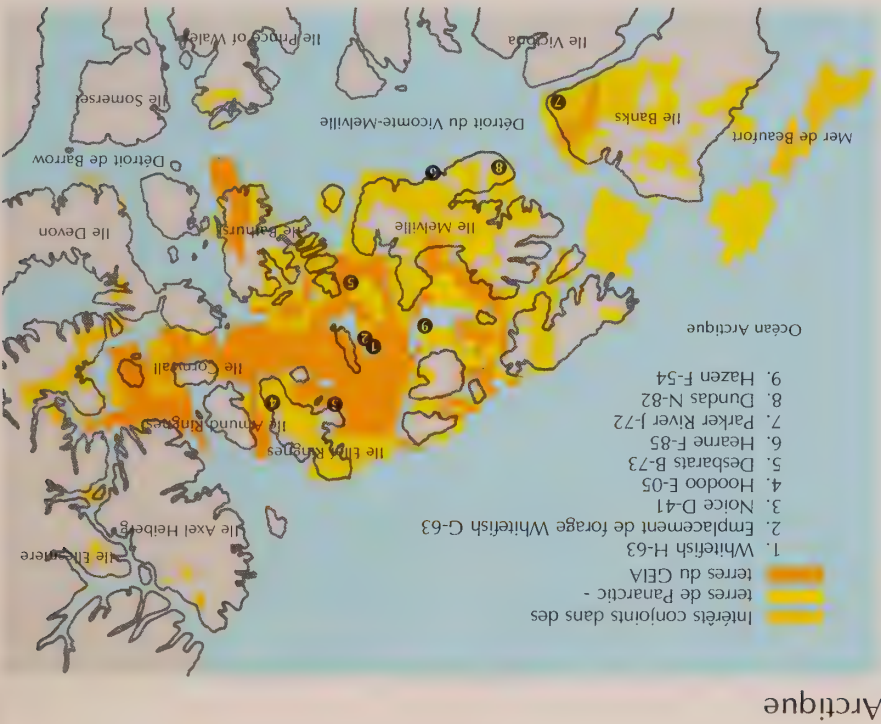


## L'Arctique et les Territoires du Nord-Ouest

L'activité exploratoire de Petro-Canada dans l'Arctique en 1979 a consisté en un investissement dans Panarctic Oils Limited et un appui au Groupe d'exploration des îles de l'Arctique, directement et par l'intermédiaire de Panarctic. Le Groupe d'exploration des îles de l'Arctique est un consortium de sociétés (Panarctic 22%, Petro-Canada 18%, Gulf Resources Canada Inc. 25%, Esso Resources Canada Ltd. 35%) qui se sont engagées à dépenser \$80 millions au cours d'une période de quatre à six ans afin d'acquies un intérêt de 60% dans 130 000 kilomètres carrés d'une superficie au large de l'Arctique. En 1979, le Groupe forait le puits représentant la plus importante découverte de gaz de l'Arctique en une période de plus de 5 ans.

Le puits Panarctic AIEG Whitefish H-63, foré à une profondeur totale de 2 126 mètres, a révélé du gaz dans deux zones distinctes. Même si ce puits ne pouvait être foré à la profondeur totale planifiée, Panarctic a estimé qu'il pouvait contenir plus de 150 milliards de mètres cubes de gaz naturel. Un autre puits jumeau, AIEG Whitefish G-63, foré au début de 1980, a produit du gaz dans deux zones qui ont été indiquées mais non évaluées dans le puits de 1979.

Les conditions pénibles... la normale dans les régions reculées!



En outre, Petro-Canada, qui possède un peu plus de 45% de Panarctic, continue de financer les activités de Panarctic à un taux au-delà de son appartenance. Dans le programme de 1980 et 1981, Petro-Canada financerait 81,2% du budget de Panarctic afin d'assurer que le niveau nécessaire d'activité soit maintenu, puisque les associés du secteur privé ne se sont pas engagés à continuer leur part respective de financement.

Dans la Mer de Beaufort, Dome a continué d'exercer son option afin d'acquies un intérêt dans les terres de Petro-Canada en forant son puits Natsek E-56. Le puits a été commencé en 1977, foré à 2 695 mètres en 1978 et à 3 520 mètres en 1979.



- Permis baie de Baffin
- Option Shell à baie de Baffin
- Permis Skaha
- Amodiation Aquitaine
- Amodiation Eastcan et al
- Labrador
- Amodiation Chevron et al
- Hopdale
- Amodiation B.P. et al Labrador
- Amodiation Shell-Texaco et al
- Gander
- Permis de renouvellement
- spéciaux Mobil et al
- (amodiation Hibernia)
- Autres terres à intérêts
- conjoins existants de P.C.
- Amodiation Mobil et al, est et ouest de Sable

Petro-Canada a participé à trois autres programmes d'amodiation au large du Labrador, dont les plus fructueux ont été ceux de Hekja 0-71 dans la partie nord de la région. Le puits Hekja 0-71 opéré par la Cie Aquitaine du Canada Ltée, a été foré à une profondeur de 3 269 mètres avant que les travaux ne soient suspendus pour l'hiver. Ce puits a présentement atteint un fond dans une section d'hydrocarbures porteur de grès. En 1980, on a poursuivi le forage vers les mêmes objectifs du réservoir principal, en-dessous de la profondeur actuelle, avant de tester l'importance de toutes les zones indicatrices d'hydrocarbures.

Petro-Canada a amodié une portion de son intérêt à deux sociétés canadiennes, Home Oil Company Limited et Pan Canadian Petroleum Limited et elle paie maintenant 25% du coût du puits afin d'acquérir un intérêt de 15% sur 80 000 kilomètres carrés de terres sous permis.

Les deux autres programmes ont été dirigés par B.P. Exploration Canada Limited à foré le puits Hare Bay H-31 à une profondeur totale de 4 874 mètres mais n'a découvert aucune trace d'hydrocarbures. Le puits Blue H-28 foré par Texaco Canada Inc., bien qu'improductif comme puits exploratoire, a établi un nouveau record mondial de forage au large avec une profondeur de 6 103 mètres dans 1 486 mètres d'eau.

La réussite la plus prometteuse du programme d'exploration des régions éloignées de 1979 a été la découverte de pétrole de Hibernia. A Hibernia, Petro-Canada a acquis un intérêt de travail de 25% dans les 16 700 kilomètres carrés de terres sous permis spéciaux de renouvellement émis par le Gouvernement du Canada. Le test du puits a révélé du

pétrole de trois zones distinctes. Tandis que l'écoulement maximum du test était juste d'un peu moins de 600 mètres cubes de pétrole par jour, l'opérateur a estimé qu'en vertu des conditions actuelles de production, ce puits pourrait bien produire plus de 3 000 mètres cubes de pétrole par jour. L'huile de la zone principale était d'une densité de 850 kilogrammes par mètre cube, de faible teneur en soufre et elle constitue une charge d'alimentation de haute qualité pour raffinerie. A l'heure actuelle, on y fore deux puits de délimitation tandis qu'à un troisième puits, Ben Nevis 1-45, on évalue une structure de 38 kilomètres à l'est par un forage de reconnaissance. Le forage à l'année dans cette région permettra d'évaluer les possibilités à un rythme beaucoup plus rapide de façon continue que dans les autres régions dont l'année d'exploration est limitée. On poursuit des études sur l'environnement de la région afin de déterminer comment peut se faire l'exploitation avec un risque minimum de dommages.

Dans la région hautement prometteuse de la baie de Baffin,

Petro-Canada a poursuivi un relevé intensif de reconnaissance sismique au large, des relevés détaillés du fond de la mer et des conditions sous-marines à des sites possibles de forage, ainsi que d'autres relevés intensifs relatifs à l'environnement biologique et physique de la baie de Baffin. Ces études se sont faites tel que requis par le programme de l'Etude de l'environnement marin de l'Arctique de l'Est (EEMAE) du Gouvernement fédéral dans l'intention de demander un permis de forage dans la région de la baie de Baffin et du détroit de Lancaster.



Le programme d'exploration de Petro-Canada constitue la plus importante réussite de la Société en 1979. L'un des principaux objectifs de Petro-Canada depuis sa création a été l'exploration des régions éloignées du pays. C'est un objectif que la Société a sans cesse poursuivi avec vigueur.

Depuis 1976, Petro-Canada a participé au forage de 60 des 114 puits forés dans les régions éloignées, soit un meilleur pourcentage de participation que celui de n'importe quelle autre société de pétrole et de gaz oeuvrant au Canada. Au cours des quatre dernières années, Petro-Canada a dépensé \$246,6 millions ou environ 60% de son budget exploratoire pour des projets d'exploration en régions reculées — environ 12% du total dépensé par l'industrie. En 1979, les dépenses ont totalisé \$64,0 millions. Au 31 décembre 1979, Petro-Canada avait acquis 120 000 kilomètres carrés d'une superficie brute d'environ 419 000 kilomètres carrés (voir tableau du sommaire de la superficie).

Durant 1979, Petro-Canada a participé aux travaux de six découvertes importantes fructueuses dans les régions éloignées du Canada. Dans l'Ouest du pays, la Société a poursuivi un important programme d'exploration sur des terres qu'elle détenait tout en augmentant sa superficie d'exploration. Elle a dépensé un total de \$115,9 millions principalement dans des champs de gaz du centre de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique, dans la région de West Pembina ainsi que dans la région de Lloydminster, en Alberta et en Saskatchewan.

En 1979, la Société obtenait plus de 172 000 kilomètres de données sismiques au Canada et à l'étranger, acquérant ainsi une meilleure connaissance des objectifs possibles d'exploration.

## Au large du plateau continental de la Nouvelle-Écosse

La première réussite de l'année d'exploration 1979 a été la découverte de gaz à Venture D-23. Ce puits faisait partie d'un programme d'amodation de plusieurs puits par Petro-Canada et Kaiser Resources Inc. sur une superficie de 5 000 kilomètres carrés de terres sous permis détenus par Mobil Oil Canada Ltd. et ses associés près de l'île de Sable. Petro-Canada a payé 75% du coût du programme (\$55 millions) afin d'acquérir 30% des droits sur ces permis. Il y eut un écoulement de gaz suffisant de trois zones distinctes du puits Venture D-23 pour encourager les participants à croire que l'on pouvait en trouver en quantité commerciale. Quant aux quatre autres puits du programme, l'un consistait en puits de délimitation important (Thebaud I-94), deux étaient des forages de reconnaissance avec indications mineures de gaz (Migrant N-20 et Cohasset L-97) et le dernier (Cohasset P-42) s'est révélé improductif.

Durant l'été de 1979, les associations entrepreneuriales un important programme complémentaire sismique afin de recueillir l'information pertinente pour un programme de travaux en 1980. À la fin de l'année, on avait retenu une plate-forme de forage par contrat afin de reprendre les travaux vers le milieu de 1980 pour délimiter d'avantage les découvertes de 1979.

Au cours de 1979, le programme d'exploration de l'industrie rapportait des dépenses totales sans précédent de plus de \$250 millions à cette fin. Petro-Canada a participé aux travaux de 9 de ces 10 puits.

La participation de Petro-Canada à un important projet d'amodation du Groupe Labrador dont Total Eastcan Exploration Ltd. est l'agent opérateur a résulté en travaux agressifs d'exploration sur cette superficie en 1979. On a utilisé trois navires de forage pour forer et compléter deux puits, un puits improductif à Tyrk P-100 et un autre indiquant des hydrocarbures à Roberval. Le puits Roberval K-92 a été abandonné avant de pouvoir être testé; cependant, on y forera un autre puits en 1980 afin d'évaluer d'avantage le potentiel de la structure. Deux autres puits, un puits de délimitation de gaz productif à Bjarni 0-82 et un forage de reconnaissance à Gilbert F-53, doivent être complétés et testés en 1980.

Petro-Canada acquerra un intérêt de travail d'environ 100 000 kilomètres carrés de terres sous permis d'exploration en dépensant 35% du budget global d'exploration de \$125 millions en 1979 et 1980. L'intérêt de travail de Petro-Canada sera probablement au-delà de 20% selon les coûts actuels du Projet. Au début de 1980, Petro-Canada a assumé le rôle d'opérateur du Groupe Labrador et utilisera au moins trois navires de forage sur cette superficie durant la saison de forage de 1980.

## Terre-Neuve/Labrador



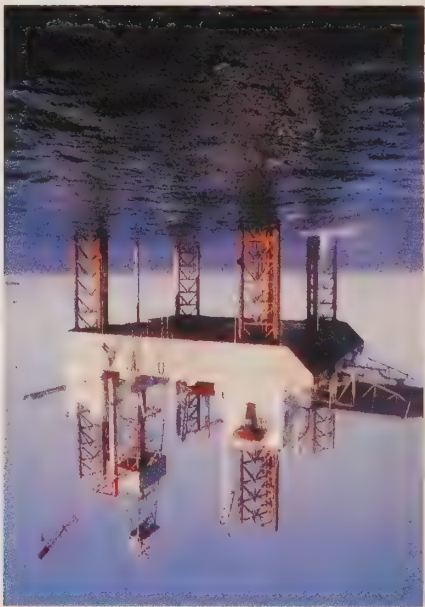


Plate-forme de forage au large utilisée sur la côte Est pour le forage de Ven-ture D-23.

La situation s'est également améliorée pour le gaz des régions éloignées. Des découvertes de gaz à Whitefish dans les îles de l'Arctique, un forage de délimitation fructueux à Bjarmi sur la côte du Labrador ainsi qu'un forage de reconnaissance à Venture au large du plateau continental de la Nouvelle-Écosse, permettent de croire à une addition possible d'une quantité considérable de gaz aux réserves du Canada. De plus, on a déjà rapporté quelques succès à deux autres puits au large de la côte du Labrador qui seront testés durant la saison de forage de 1980.

l'exception de Kopanoar.



Les employés constituent la ressource-clé de Petro-Canada.

L'achat de Pacific Petroleum a été complété en 1979. L'offre d'achat des 48,4% qui restaient des actions de Pacific, faite au printemps de 1979, fut acceptée par les détenteurs d'actions en cours. Les opérations de Pacific ont été entièrement fusionnées avec celles de Petro-Canada au cours de la dernière année. Il faut rendre hommage à tous les employés pour le succès de cette fusion.

Durant 1979, Petro-Canada a continué de développer sa production de pétrole et de gaz dans l'Ouest du Canada et d'explorer activement afin de trouver de nouvelles sources de pétrole classique et de gaz dans la région. De plus, la Société a poursuivi ses nombreux travaux de recherche et de tests-pilotes dans les régions de sables pétroliers et de pétrole lourd de l'Alberta et de la Saskatchewan.

On a complété en 1979 la

construction d'une installation importante d'extraction d'éthane à Empress, en Alberta.

En 1980, la Société maintiendra son niveau élevé d'investissement corporatif. À la fin de 1979, le Gouvernement du Canada approuvait son budget des investissements de 1980 au montant de \$435 millions pour des dépenses d'investissements. De ce montant, on a prévu \$115 millions pour des fins d'exploration dans des régions éloignées et \$104 millions pour des fins analogues dans l'Ouest du Canada — indice du niveau élevé de l'activité exploratoire à laquelle s'est engagée la Société. On a également prévu \$106 millions additionnels pour des dépenses d'investissements reliées au développement de la production de pétrole léger classique et de gaz, reflet de la position importante de la Société comme producteur de pétrole et de gaz. Le reste des fonds sera consacré à des projets d'exploration à l'étranger, à l'exploitation des sables pétroliers, du pétrole lourd et du charbon, aux méthodes de transport ainsi qu'à la fabrication et à la mise en marché des produits pétroliers.

On a poursuivi en 1979 la construction du Centre de recherche et de développement de \$10 millions de Petro-Canada près de l'Université de Calgary. On s'attend de compléter cette construction au printemps de 1980.

La Société a continué d'appliquer des normes élevées aux considérations d'ordre social et environnemental comme partie intégrale de ses nombreuses activités.

Des études sur les icebergs du grand Nord font partie du programme environnemental de la Société.



Le 20 décembre, le Premier ministre Clark annonçait une proposition de restructuration de Petro-Canada. Petro-Canada demeurerait intacte comme société, quelques-unes de ses actions seraient distribuées gratuitement au public, quelques autres seraient disponibles pour achat par des Canadiens tandis que d'autres seraient retenues par le Gouvernement. Les objectifs corporatifs de Petro-Canada restructurée seraient guidés par des critères d'ordre commercial.

Le 18 février 1980, les Canadiens élaient un Gouvernement libéral qui s'est déclaré déterminé à maintenir et à renforcer Petro-Canada comme instrument de la politique gouvernementale.

Tour de forage à l'emplacement du champ Brazeau.



Un programme intensif de forage a eu lieu dans l'Ouest du Canada.

Même si la révision du Gouvernement en 1979 a causé une incertitude considérable chez les membres de son Conseil d'administration, de sa Direction et de son personnel, la Société a continué à assister le Gouvernement dans ses études relatives à Petro-Canada. En dépit de l'incertitude de cette période, Petro-Canada a continué de remplir son mandat statuaire de façon active et de faire progresser ses projets et ses activités. Ainsi, la Société demeurerait prête à assumer tout mandat qui pourrait lui être confié par le Gouvernement et le Parlement du Canada.

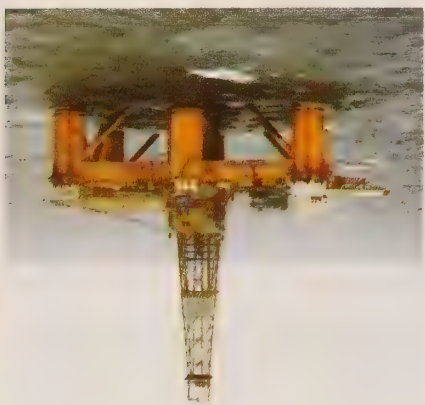
Les événements les plus positifs qui se soient produits pour l'industrie du pétrole et du gaz du Canada ont été les résultats de l'exploration des régions éloignées en 1979. En rétrospective, l'année 1979 peut être considérée comme un point tournant de l'exploration des régions éloignées du Canada. Deux découvertes de pétrole possiblement importantes ont été faites — la première par Dome Petroleum à Dome et al Kopanoar dans la Mer de Beaufort et la seconde, dans laquelle Petro-Canada a un intérêt de 25%, à Hibernia, au large de Terre-Neuve. Il faudra procéder à des travaux de forage additionnels pour établir l'étendue de ces réserves.

Près de Hibernia, les travaux de forage d'exploration et de délimitation en cours ont déjà fait progresser la compréhension de l'importance de cette découverte, si les réserves découvertes sont de valeur commerciale, la capacité d'opération à l'année de Hibernia permettra probablement à cette région de produire le premier pétrole des régions éloignées du Canada à atteindre le marché.



L'énergie a continué de représenter un sujet très important en 1979, tant au Canada qu'à travers le monde. Des événements internationaux, tels que ceux d'Iran, ont soulevé l'immense incertitude des approvisionnements continus de pétrole du Moyen-Orient. En 1979, on a également vu une montée substantielle des prix internationaux du pétrole. Les prix gouvernementaux officiels pour le pétrole brut établis par les membres de l'OPEP ont augmenté plus rapidement qu'en aucun autre temps depuis 1973 et on a noté des prix de marché rapide atteignant jusqu'à \$95 par mètre cube de plus que les prix officiels. Par ailleurs, les gouvernements des principaux pays industrialisés de l'Ouest ont réaffirmé une fois de plus au Sommet de Tokyo et aux rencontres ministérielles de l'Agence internationale de l'énergie leur détermination à réduire leur dépendance du pétrole brut importé. Les questions énergétiques ont également dominé au Canada. Le nouveau Gouvernement élu a mis de l'avant un objectif d'autosuffisance pétrolière pour 1990 et les autres partis politiques ont également souligné la nécessité d'augmenter les approvisionnements de pétrole intérieur et de réduire les besoins de pétrole brut étranger. Les questions énergétiques ont continué d'occuper une place importante dans la politique gouvernementale durant l'année ainsi qu'au cours de l'élection fédérale de 1980. L'un des principaux sujets de débat a été celui des ententes de prix futures pour le pétrole et le gaz.

Sujet de maintes discussions dans ce débat énergétique global, Petro-Canada a dû faire face à une période d'incertitude considérable quant à son mandat et à son avenir. L'élection du Gouvernement le 22 mai dernier comportait un engagement de la part de ce dernier de réviser le rôle et le mandat existants de Petro-Canada ainsi que ses rapports comme agence gouvernementale vis-à-vis son seul actionnaire, le Gouvernement du Canada. Au cours des premiers mois d'existence du nouveau Gouvernement, une étude interne a examiné le rôle futur de la Société. Le 7 septembre, le Gouvernement du Canada annonçait la création d'un Groupe de travail dont le mandat était d'étudier et de proposer une méthode de "privatisation" de la Société. Le 16 octobre, le Groupe de travail soumettait ses recommandations au Gouvernement, dont les plus importantes étaient de conserver la Société intacte et de distribuer l'investissement du Gouvernement dans Petro-Canada au public afin d'en faire des actionnaires directs de l'avoir.



La tour de forage Zapata Ugland est utilisée pour forer le puits Ben Nevis.



Coucher de soleil sur une pompe à pétrole dans les Prairies.



## Conseil d'administration

Thomas K. Shoyama  
Ottawa  
(démisionnait le 30 septembre 1979)

Ian A. Stewart

Sous-ministre  
Ministère de l'Énergie, des  
Mines et des Ressources  
Ottawa

Donald G. Willmot

Président du Conseil d'administration  
La Compagnie Molson Limitée  
Toronto  
(démisionnait le 23 novembre 1979)

Wilbert H. Hopper  
Président du Conseil d'administration et  
directeur général  
Petro-Canada  
Calgary

Donald S. Harvie  
Vice-président du Conseil d'administration  
Petro-Canada  
Président  
The Devonian Group of  
Charitable Foundations  
Calgary

L'honorable John B. Aird, O.C., C.R.  
Associé principal  
Aird et Berlis  
Toronto  
(terme complet le 9 décembre 1979)

Marshall A. Cohen  
Sous-ministre  
Ministère de l'Industrie et du Commerce  
Ottawa

J.-Claude Hébert  
Conseiller en affaires  
Montréal  
William C. Hood  
Conseiller économique et  
directeur du service  
de recherche du FMI  
Ottawa  
(démisionnait le 24 août 1979)

Andrew Janisch  
Président et directeur général  
Opérations  
Petro-Canada  
Calgary  
Arthur Kroeger  
Sous-ministre  
Ministère du Transport  
Ottawa  
(démisionnait le 1<sup>er</sup> octobre 1979)  
David McD. Mann  
Associé  
Cox, Downie, Nunn and Goodfellow  
Halifax

## Cadres supérieurs

Bill Hopper  
Président du Conseil d'administration et  
directeur général  
Andy Janisch  
Président et directeur général  
Opérations  
Joel Bell  
Premier vice-président  
Finances et planification

Sam Stewart  
Premier vice-président  
Développement  
Athabasca

Don Wolcott  
Premier vice-président  
Produits pétroliers et  
Développement

Bob Meneley  
Vice-président de groupe  
Exploration  
Glenn Sundstrom  
Vice-président de groupe  
Marketing et fabrication

Fred Grant  
Trésorier  
Steve Lathrop  
Vice-président  
Fabrication

Bill Morrow  
Contrôleur

David O'Brien  
Vice-président et  
conseil général

Jim Scott

Vice-président  
Exploration — Secteur international  
Jim Scurr  
Vice-président  
Ressources humaines et  
Administration corporative

Sid Smith

Vice-président  
Exploration — Ouest du Canada  
Jim Stanford  
Vice-président  
Production

## Siège social

Boite postale 2844  
Calgary, Alberta  
T2P 2M7  
403-232-8000  
Telex: 03825753

Bureau d'Ottawa  
350, rue Sparks  
Suite 306  
Ottawa, Ontario  
K1R 7S8  
613-238-8951  
Telex: 0534135

Filiale principale  
Petro-Canada Exploration Inc.

## Vérificateurs

Peat, Marwick, Mitchell & Cie  
Calgary, Alberta  
Canada

RAPPORT ANNUEL 1979

Petto·Canada

Petto·Canada

Petto·Canada

Petto·Canada

Petto·Canada

CAL  
PET  
- A56



1980 ANNUAL REPORT **PETRO-CANADA**





---

## Board of Directors

---

Wilbert H. Hopper  
Chairman of the Board  
and Chief Executive Officer  
Petro-Canada  
Calgary

Donald S. Harvie  
Deputy Chairman of the Board  
Petro-Canada  
Chairman  
The Devonian Group of  
Charitable Foundations  
Calgary

Marshall A. Cohen  
Deputy Minister  
Energy, Mines and Resources  
Ottawa

J. Claude Hébert  
Business Consultant  
Montreal

Andrew Janisch  
President and Chief Operating  
Officer  
Petro-Canada,  
Calgary

David McD. Mann  
Partner  
Cox, Downie, Nunn and Goodfellow  
Halifax

Thomas K. Shoyama  
Professor  
Victoria

Ian A. Stewart  
Deputy Minister  
Finance  
Energy, Mines and Resources  
Ottawa

Paul M. Tellier  
Deputy Minister  
Indian and Northern Affairs  
Ottawa

---

## Officers

---

Wilbert H. Hopper  
Chairman of the Board  
and Chief Executive Officer

Andrew Janisch  
President and Chief Operating  
Officer

Joel I. Bell  
Senior Vice-President  
Finance and Planning

Sam Stewart  
Senior Vice-President  
Athabasca Development

Donald M. Wolcott  
Senior Vice-President  
Petroleum Products and Development

Robert A. Meneley  
Group Vice-President  
Exploration

James M. Stanford  
Group Vice-President  
Production

V. Glenn Sundstrom  
Group Vice-President  
Marketing and Manufacturing

Kenneth G. Donald  
Vice-President, Coal

Fred B. Grant  
Treasurer

Stephen D. Lathrop  
Vice-President, Manufacturing

William Morrow  
Vice-President and Controller

David P. O'Brien  
Vice-President and General  
Counsel

James C. Scott  
Vice-President  
Exploration — International

James Scurr  
Vice-President  
Human Resources and Corporate  
Administration

Robert S. Vincent  
Vice-President  
Downstream Development

---

## Head Office

---

P.O. Box 2844  
Calgary, Alberta  
T2P 3E3  
403-232-8000  
Telex: 03825753

Major Subsidiary:  
Petro-Canada Exploration Inc.

---

## Auditors

---

Peat, Marwick, Mitchell & Co.  
Calgary, Alberta  
Canada





---

March 31, 1981

The Honourable Marc Lalonde, P.C., M.P.  
Minister  
Energy, Mines and Resources Canada  
House of Commons  
Ottawa, Canada

Dear Minister:

On behalf of the Board of Directors I am pleased to present the 1980 Petro-Canada Annual Report for the fiscal year ended December 31, 1980.

In accordance with the provisions of the Financial Administration Act, the Report includes the Consolidated Balance Sheet and related statements together with the auditor's report.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read "W.H. Hopper", with a stylized flourish at the end.

W.H. HOPPER  
Chairman of the Board and  
Chief Executive Officer





---

# The Year in Review

---

The twelve months of 1980 were among the most exciting and eventful ever for Petro-Canada.

The Corporation was given a renewed mandate during the year in its dual strategy of exploration and development in the frontiers and oil sands, supported by a strong and financially successful Western Canadian exploration, production and marketing operation.

The result was to provide significant encouragement to the Corporation's staff as Petro-Canada moved into high gear in 1980 in all its development projects. The renewed mandate signalled the go-ahead for a continued aggressive and competitive pursuit of all the Corporation's diverse activities, from wildcat drilling off the coast of Labrador to the expansion of production facilities in northeastern British Columbia.

It also enabled Petro-Canada to continue attracting the highest levels of expertise and talent from all quarters of the Canadian and international oil industry. As a result Petro-Canada has been able to achieve — in only five short years since its inception — the establishment of a first-class team of petroleum industry professionals of which Canada can be justly proud.

---

## Financial Results

---

Financially, the Corporation continued during 1980 to generate significant funds for reinvestment in

(This page) Exploration in Western Canada played an important part in the Corporation's activities

(Opposite) Tank farm at Taylor, British Columbia, refinery.



---

the pursuit of secure future energy supplies for Canadians. Funds provided from operations were \$457.5 million, an increase of \$99.8 million compared with the 1979 figure of \$357.7 million. The Government of Canada contributed a further \$80.0 million to the Corporation's funds and \$19.9 million was received for natural gas paid for but not taken at December 31, 1980, to bring total sources of working capital for 1980 to \$557.4 million. Capital expenditures accounted for \$439.5 million. Of this amount, \$190.0 million or 43.2 per cent, was devoted to long-term or high-risk projects in frontier exploration or in oil sands and heavy oil development.

In spite of such a high level of investment in projects with delayed financial returns, Petro-Canada continued to show increased profits in 1980, although some sectors — notably gas sales — were disappointing. Net earnings for the year, after preferred share dividends, were \$55.7 million, an increase of 84.4 per cent compared with 1979 earnings of \$30.2 million.

---

## 1980 Highlights:

---

The wide range of activities carried out by Petro-Canada in 1980 affords a clear indication of the impact the Corporation is making on Canadian energy development. Projects were undertaken from St. John's, Newfoundland, to Victoria, British Columbia; from the frontiers of exploration off the east coast to the frontiers of technology in heavy oil recovery and processing research; from environmental studies in the Arctic to the important work of producing, processing and distributing hydrocarbon fuels.

In 1980 Petro-Canada:

- conducted a three-drillship exploration program in the Labrador Sea, establishing itself as a major Canadian operating presence in the frontier waters offshore.
- participated in the delineation drilling of the 1979 Hibernia oil discovery as well as wildcat exploration at other Grand Banks locations and further north off the Labrador coast.
- participated in the drilling of three wells in the Arctic Islands, including the Char gas discovery and the evaluation of the 1979 Whitefish gas discovery.
- conducted an aggressive exploration program in Western Canada resulting in the discovery of two new oilfields and in the addition of large new volumes of natural gas to the Corporation's reserves.
- participated in the drilling of 501 oil and gas wells in Western Canada, of which Petro-Canada operated 327.
- began work on an application to construct Canada's fourth oil sands mining plant in partnership with Nova, an Alberta Corporation.
- continued as the operator of two innovative oil sands projects near Fort McMurray, Alberta: one to test the use of electricity and steam as a new technique of in-situ oil sands recovery; the other to test a new mining technique using horizontally drilled, steam-stimulated wells.
- continued an extensive development program in the heavy oil areas of Saskatchewan and Alberta, including the operation of five heavy oil pilot projects testing new techniques for reservoir stimulation and enhanced recovery.

- explored and evaluated coal deposits in northeastern British Columbia and southwestern Alberta with a view to possible future development.
- led the Arctic Pilot Project — which will establish an all-Canadian, marine technology for the transportation of resources from Canada's Arctic — through the first phase of environmental and regulatory hearings required for project approval.
- entered into a 50-per-cent joint venture to construct a world-class, dynamically positioned semi-submersible offshore drilling rig, to be ready for the Corporation's exploration program in 1983.
- established a team to implement and control the supply and logistics required by the international agreement between Canada and Mexico for the state-to-state importation of Mexican crude oil.
- launched a new marketing identity for the Corporation's service stations and bulk plants located from Victoria to Thunder Bay — with highly encouraging results from the marketplace.
- completed a \$10-million research laboratory located in northwest Calgary, as the first phase in the development of an all-Canadian, high-technology research and development complex.
- conducted technical evaluations and feasibility studies for the potential reactivation of the oil refinery at Come-By-Chance, Newfoundland, and for the construction of a heavy oil upgrader in Eastern Canada.



- and, in the conduct of all these activities, pursued the highest standards of environmental research and protection as well as extensive liaison with affected communities.

---

## The Future

---

In February 1981, after the end of the 1980 fiscal year, Petro-Canada took another step which will enhance the Corporation's future ability to meet the challenge of developing new energy supplies. Petro-Canada made an offer to purchase all the assets and assume all the liabilities of Petrofina Canada Inc. for an initial aggregate consideration of \$1.46 billion. If approved by the Petrofina Canada Inc. Board of Directors and shareholders, the acquisition will provide Petro-Canada with approximately 3 320 cubic metres a day of additional oil and natural gas liquids production before royalty; 2.0 million cubic metres a day of natural gas production before royalty; a further five-per-cent interest in the Syncrude plant; a further eight-per-cent interest in the Alsands project; a 13 500 cubic metre a day refinery in Montreal; and 932 retail outlets in Ontario, Quebec, New Brunswick, Nova Scotia and Prince Edward Island.

Significantly increased cash flow and operational capability will be gained from the addition of Petrofina to Petro-Canada's present assets. The properties acquired will appreciate greatly in value as oil and natural gas prices rise, and will more than pay for themselves over time. The returns generated in the future from these assets will accrue entirely to Canadians as the owners of Petro-Canada, and will be used in the development of Petro-Canada's frontier and oil sands projects.

In the retail field, Petrofina's assets will complement Petro-Canada's western marketing presence. Both companies now have a relatively small portion of their respective markets, but together the total chain will give Canadians the ability to purchase gasoline at Petro-Canada stations from coast to coast. The Corporation's experience in western Canada suggests that Petro-Canada will be able to achieve substantial returns from the Petrofina marketing chain.

---

## The National Energy Program

---

The National Energy Program (NEP), proposed to be introduced into legislation in 1981, will have a significant impact on Petro-Canada's financial and operational position.

If approved by Parliament, the program will offer substantial incentives — particularly to Canadian investors — for frontier exploration, oil sands development and heavy oil processing. It will, therefore, result in a significant increase in the number of Canadian companies seeking to participate in these areas. Since Petro-Canada is already extensively involved in all the energy frontiers and has acquired extensive land positions as well as expertise, the impact of the program will be a dramatic increase in the number of joint venture opportunities for the Corporation to pursue. The infusion of new partners and capital will greatly assist Petro-Canada in its pursuit of Canadian supply objectives, but it will also place increased demands on the Corporation's resources and personnel, resulting in even higher levels of activity.

Financially, the increased levels of taxation under the program will have the effect of reducing the Corporation's cash flow from operations by approximately 25 per cent.

However, as a result of Petro-Canada's high levels of frontier and oil sands investment, as well as its 100-per-cent Canadian ownership status, the incentive payments contemplated under the Petroleum Incentive Program will more than compensate for the reduction of cash flow from operations, providing a net gain of 23 per cent in funds available for investment in 1981 compared with pre-NEP forecasts. The higher petroleum prices provided for in future years under the program will further increase the Corporation's cash flow generation, in order to help meet the accelerated levels of activity.

In addition the NEP provides that the Government of Canada will retain a 25-per-cent carried interest in all lands under federal jurisdiction. The carried interest may be exercised by Petro-Canada or by another Crown corporation, and must be converted to a 25-per-cent working interest prior to the commitment of development expenditures. In the event that the Government of Canada's carried interest in frontier discoveries is to be exercised by Petro-Canada, it will add significantly both to the resource base of the Corporation and to its requirements for capital. The conversion to a working interest in such properties would afford the Canadian public a significant opportunity to participate in the development of Canadian resources, and to ensure that the benefits of such developments accrue overwhelmingly to Canadians.





# Exploration

## The East Coast

### The Grand Banks

The major frontier exploration successes of 1980 were the two encouraging delineation wells drilled in the Hibernia oil field, and the possible discovery of a second oil field at Ben Nevis within the same sedimentary basin as Hibernia. It is significant and highly encouraging to find the combination of multiple pay zones and reservoirs with high producing capacity containing high-quality oil.

At Hibernia, two successful delineation wells, Mobil et al Hibernia O-35, and Mobil et al Hibernia B-08 were drilled to follow up the 1979 Chevron et al Hibernia P-15 discovery well. The B-08 well, considered to be the most productive yet drilled on the structure, gives rise to more evidence that the Hibernia field could well be commercial. Both structurally and stratigraphically complex, the field requires further delineation drilling to evaluate its size and to establish the continuity and producing characteristics of its reservoirs. A third delineation well, Hibernia G-55, was drilling at year-end and was subsequently abandoned.

The Ben Nevis I-45 well tested oil and gas from separate zones. Another exploratory well at Mobil et al South Tempest G-88 was drilling at year-end on a prospect on the eastern margin of the Avalon sub-basin. Production testing will be required to evaluate the section which has been penetrated.

(This page) Worker checks maintenance of blowout preventer prior to running it to ocean floor.

(Opposite) Heavy weather, typical of the offshore, envelops one of the drillships used in Petro-Canada's eastcoast exploration program.





## Canadian East Coast Offshore



- Petro-Canada 100% interest lands
- Petro-Canada joint interest lands
- Other companies' land holdings
- 1980 drilling locations

These results are an extremely significant event in Canada's efforts at achieving self-sufficiency in oil production by the early 1990s.

### The Labrador Project

A major event in 1980 was Petro-Canada's assumption of the operatorship for the Labrador Project. An operationally successful program utilizing three dynamically positioned drillships resulted in the drilling and completion of three wildcat exploratory tests and in the spudding of two further wells as part of a long-range exploration program in the Labrador offshore. The abandoned wells were Gilbert F-53, spudded in 1979, Roberval C-02, drilled to evaluate the 1979 Roberval K-92 indicated hydrocarbon discovery, and Ogmund F-72. The two wells spudded for 1981 and subsequent drilling programs were at Leif North I-05 and North Bjarni F-06. In addition, testing operations were initiated in the Total Eastcan et al Bjarni 0-82 discovery of 1979 but the test could not be completed because of bad weather at the end of the drilling season.

To carry out the operations of the Labrador program, Petro-Canada in 1980 assembled a team of highly qualified professionals experienced in international offshore exploration ventures. The Labrador program was successfully completed without major delays and with expenditures contained well within budget.

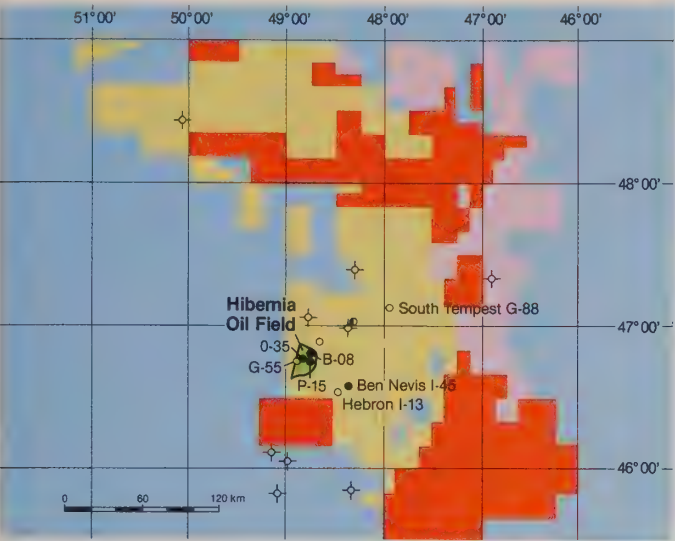
### The Davis Strait

The Hekja 0-71 well, an indicated hydrocarbon discovery of 1979, was deepened to target depth during 1980 and tested as a successful gas well.

The Hekja program was operated by Aquitaine Company of Canada Ltd. Petro-Canada participated to a level of 25 per cent of expenditures to earn a 15-per-cent interest in 80 000 square kilometres of permits.

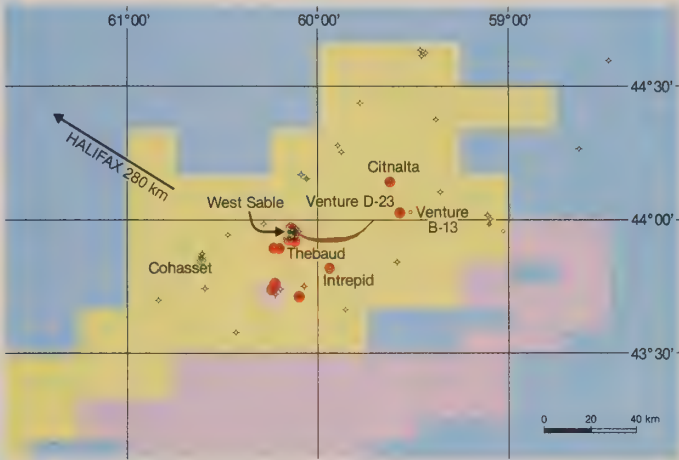


Hibernia Area Land Holdings



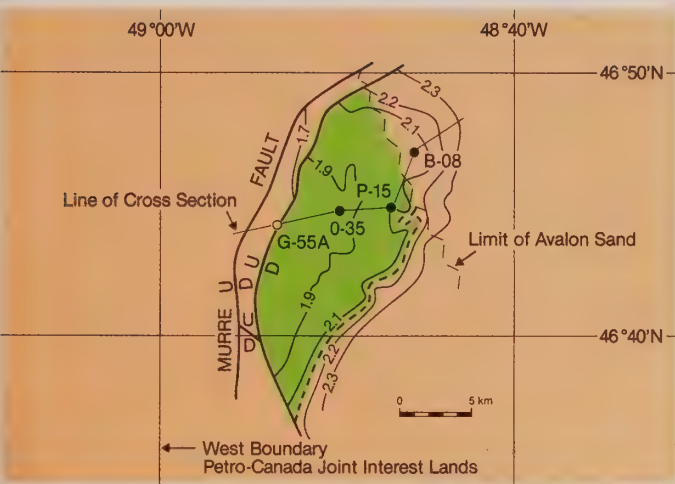
- |   |                                    |
|---|------------------------------------|
| Yellow box: Petro-Canada joint interest lands | Star with cross: Dry and abandoned |
| Red box: Petro-Canada 100% interest lands     | Circle with dot: Drilling location |
| Pink box: Other companies' land holdings      | Star with dot: Oil show            |
| Black dot: Oil well                           | Star with cross: Oil & gas well    |
|   | Circle with cross: Oil & gas show  |

Sable Basin



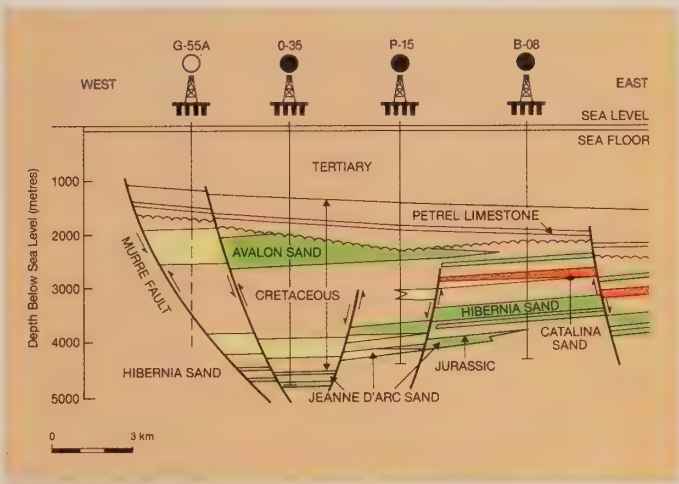
- |   |                                   |
|---|-----------------------------------|
| Yellow box: Petro-Canada joint interest lands | Star with cross: Gas well         |
| Red box: Other land holdings                  | Circle with dot: Oil show         |
| Star with cross: Drilling location            | Star with dot: Oil & gas well     |
| Circle with cross: Dry and abandoned          | Circle with cross: Oil & gas show |

Seismic structure map on the Avalon sand zone



- |   |                                  |                                |
|---|----------------------------------|--------------------------------|
| Contour interval: 100 milliseconds            | Red box: Gas and condensate zone | Black dot: Oil well            |
| Green box: Potential productive area/oil zone | Yellow box: Water bearing sand   | Circle with dot: Well location |

Schematic cross section of Hibernia oil field



Petro-Canada assigned a share of its participation in the program to two Canadian companies, Home Oil Company Limited and PanCanadian Petroleum Limited, as part of a long-range program to facilitate the

entry by Canadian companies into frontier exploration.

Hopedale/South Labrador

A second earning well in Petro-Canada's farm-in program on the Hopedale acreage was drilled in 1980. Operated by Chevron Canada

Ltd., the well, South Labrador M-79, was drilled in the vicinity of the 1978 Hopedale gas discovery to a total depth of 3 571 metres. Additional work on other prospects in the vicinity will take place in future drilling seasons.

---

## The Arctic

---

Petro-Canada, as part of the Arctic Islands Exploration Group (AIEG) operated by Panarctic Oils Ltd., participated in the drilling of three wells in the Sverdrup Basin of the Arctic Islands during 1980. At year-end Petro-Canada owned 45 per cent of Panarctic Oils Ltd.

The Whitefish 2H-63 well drilled from the same ice platform as the 1979 Whitefish H-63 gas discovery, fully evaluated the discovery of the previous year. The well was drilled to a total depth of 3 003 metres and flowed gas from three separate zones with maximum flow of 1.2 million cubic metres a day.

The Whitefish structure is now believed to contain in the order of 64.5 billion cubic metres of gas, and its discovery constitutes a significant step forward in the exploration for hydrocarbons in Canada's Arctic Islands.

A second success in 1980 was the Char G-07 well, drilled 42 kilometres southeast of King Christian Island. Drilled to a total depth of 2 180 metres, the main pay zone tested gas at rates up to 0.51 million cubic metres a day and resulted in the discovery of a new offshore gas field comparable in size to other gas pools in the area.

A third well, Balaena D-58, drilled 16 kilometres southeast of the King Christian gas field, was abandoned. However, interesting shows of oil were made in both the Balaena and Char well.

The 1980 work on the Whitefish structure, located in Canada's Arctic, further evaluated a major 1979 discovery.





# Western Canada

Petro-Canada's continued program of aggressive exploration in Western Canada yielded significant reserve additions during 1980, with the promise of even further additions in 1981 as a result of the 1980 drilling program and land purchases.

The Corporation participated in 176 exploratory wells, of which 73 were successful gas wells; 40 were oil wells; 56 were dry and abandoned; and seven were suspended pending evaluation. Petro-Canada was the operator for 94 of the 176 exploratory wells.

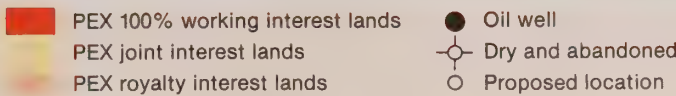
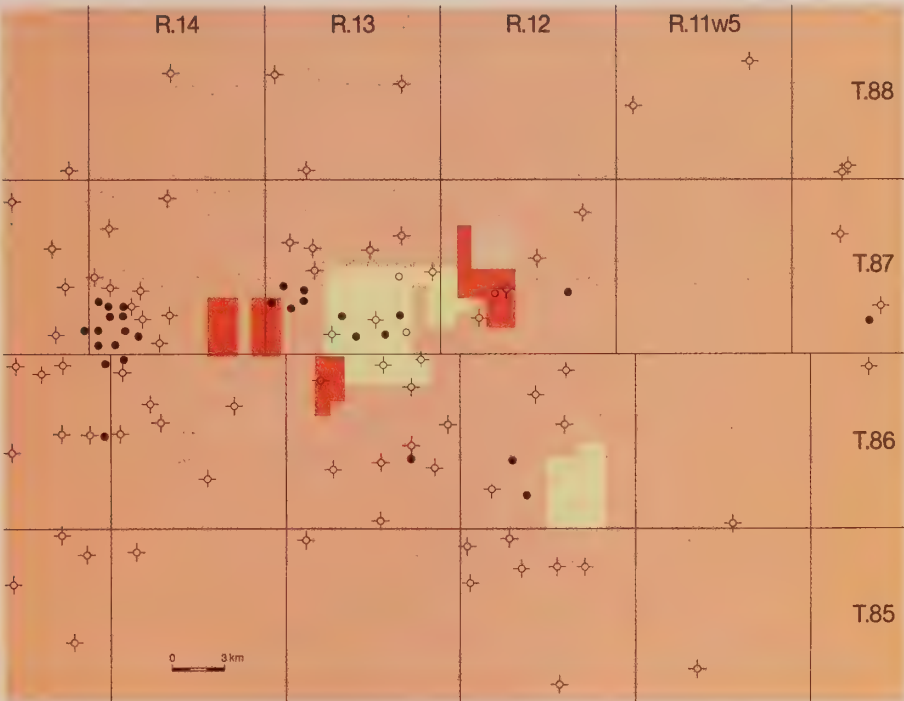
Two of the areas in which Petro-Canada participated in the discovery of new oil reserves in 1980 were the Golden area of the Peace River Arch in Alberta, a light conventional oil discovery, and the Cactus Lake area of Saskatchewan, a heavy oil discovery.

The discovery at Golden is typical of what Petro-Canada management believes to be the remaining reserves of light, conventional oil. Petro-Canada's projections suggest there are significant volumes of such oil remaining to be discovered in Western Canada. Reserve additions, however, will tend to be concentrated in relatively small fields, and will require an increased level of exploratory drilling to discover. These reserve additions are of particular importance to Canada because of their high quality and immediate availability to the Canadian market before frontier reserves and new oil sands production can be brought on stream.

## Western Canada



## Golden Lake Area

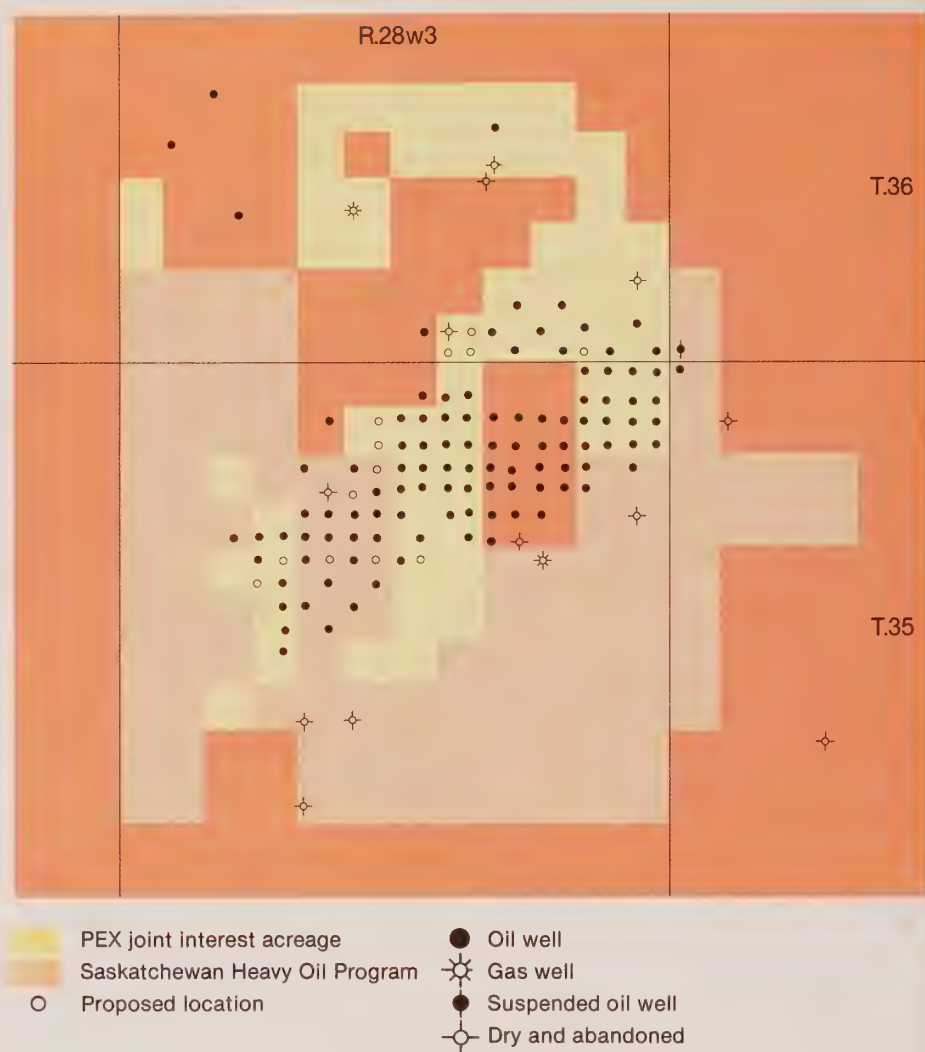




Another significant area of success for 1980 was the addition to Petro-Canada's heavy oil reserves achieved in the Cactus Lake area of Saskatchewan. This pool, with an estimated 29 million cubic metres of oil in place, is one of the largest new heavy oil developments in Canada. Petro-Canada is the operator of the Cactus Lake project, with Gulf Canada Resources Inc. and Saskatchewan Oil and Gas Corporation (Saskoil) as partners. Although of lower quality than the remaining reserves of light conventional oil, new heavy oil reserves are also of great importance to Canada's medium and long-term supply development.

Petro-Canada also continued its balanced program of land acquisition in Western Canada during 1980. New land acquisitions almost offset decreases in land holdings due to lease selections, surrender and expiry. At year-end the Corporation held 4 925 512 gross and 2 399 669 net hectares of land.

## Cactus Lake Oil Pool



---

## International

---

In the Norwegian sector of the North Sea, a substantial new oil discovery was made in a 500-square-kilometre block in which the Corporation holds a net five-per-cent interest. Further seismic surveys and an additional well are planned for 1981 in this block lying in a previously unexplored area.

In Spain, interests include the producing Casablanca field and participation in the neighbouring El Centro prospect. The Casablanca field was connected to shore by pipeline during 1980 and at year-end was producing at a rate of 2 700 cubic metres a day. Petro-Canada has a 7.58-per-cent interest in this field.

In the Far East, the Corporation participated in and completed seven major seismic programs in offshore areas of the People's Republic of China. Final interpretation for one of the seven blocks was completed in 1980; evaluation of the six remaining blocks was continuing at year-end.



The Casablanca field, connected to shore during 1980, was drilled with the Bideford Dolphin.



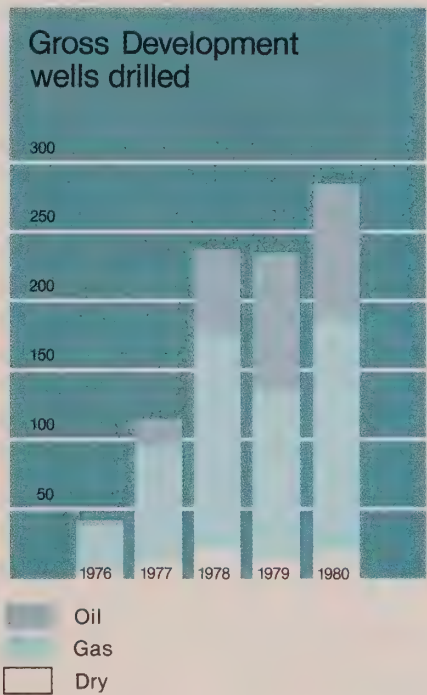
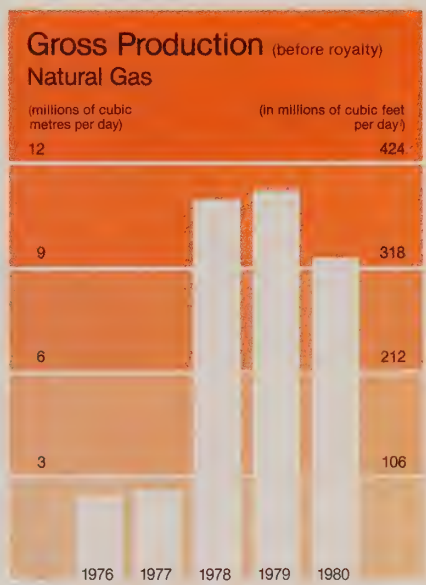
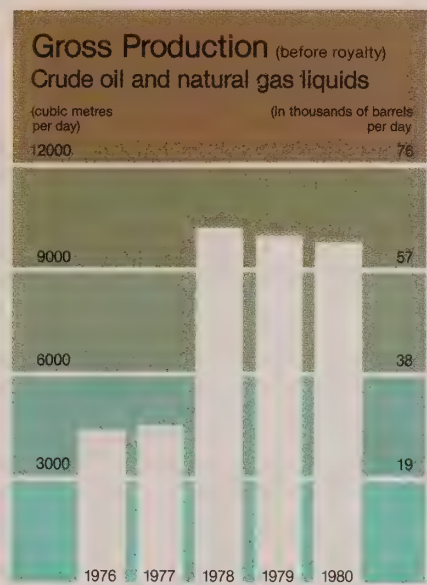


# Production, Reserves and Development

## Production

Petro-Canada continues as a major producer of petroleum and natural gas in Canada. An average of 9 924 cubic metres a day of oil and natural gas liquids were produced during 1980, while the average daily production of natural gas was 9 326 thousand cubic metres. Petro-Canada's share of production from the Syncrude Canada Ltd. plant amounted to an average of 1 545 cubic metres a day.

Production levels were lower than those recorded in 1979. Oil and natural gas liquids were reduced 11 per cent because of a reduction of markets for heavy oil and some prorationing of light and medium crude production. Gas production declined by 19 per cent, as a result of a severe reduction in export demand, particularly in British Columbia where the Corporation has in the past produced approximately 50 per cent of its gas.



## Reserves

At December 31, 1980, Petro-Canada's proven reserves of oil and natural gas liquids were 48.7 million cubic metres. The Corporation produced 3.6 million cubic metres of oil and natural gas liquids during 1980. Reserve additions and revisions to reserves amounted to 3.5 million cubic metres for a net decrease in reserves of 0.1 million cubic metres.

In natural gas, proven reserves at December 31, 1980, stood at 115.4 billion cubic metres. Production for 1980 was 3.4 billion cubic metres. Net reserve additions and revisions to reserves amounted to 11.3 billion cubic metres, with the result that the Corporation added a net 7.9 billion cubic metres to natural gas reserves during 1980.

These figures represent estimated proven conventional reserves and do not include Petro-Canada's share of Syncrude reserves or reserves which may be attributable to foreign or frontier regions.

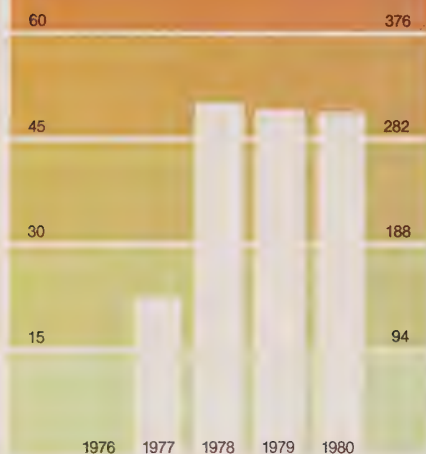
(Opposite page) Field development in the heavy oil areas is addressing but one of Canada's frontiers.

## Reserves

### Crude oil and natural gas liquids

(millions of cubic metres)

(in millions of barrels)

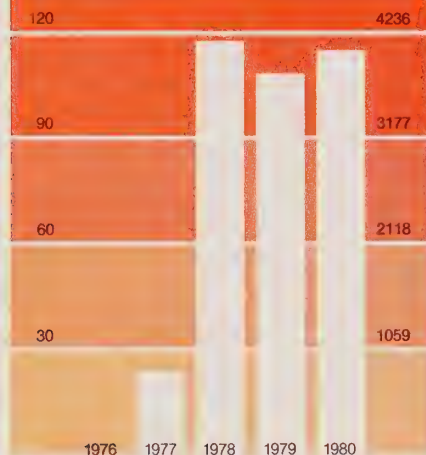


## Reserves

### Natural Gas

(billions of cubic metres)

(in billions of cubic feet)



## Development Drilling

Petro-Canada continued an aggressive development drilling program in 1980 to maintain producing capability and to add to reserves. The Corporation participated in 285 gross oil and gas development wells. Of these, 266 gross wells were completed as oil and gas producers.

Major areas of activity included the Cactus Lake heavy oil pool, where 69 wells were drilled to follow up the earlier discovery; Utikuma, where continuing development drilling added four oil wells to the pool total; Brazeau River (West Pembina), where three gas and two oil wells were completed as the area continues to fulfill its early promise; the Medicine Hat/Alderson area of southeastern Alberta, where 56 infill gas wells were drilled; and Ojay, in the Grizzly Valley area of northeast British Columbia where a successful follow-up well was drilled.

Other programs involving multi-well development drilling in 1980 took place at Bellshill Lake, Ferrier, Bigoray, Hairy Hills and Boyer in Alberta; and the Buick Creek, Clarke Lake and Laprise areas in British Columbia.

## Oil and Gas Processing Facilities

Petro-Canada undertook a significantly increased capital investment program in 1980 to add new oil and gas production facilities. Emphasis was also placed on upgrading and replacing old facilities.

Major construction was undertaken at Brazeau where high-pressure miscible gas injection facilities were completed to serve three of the pools in the area operated by Petro-Canada. Injection into two of these pools began in 1980.

The installation of compression facilities at the Yoyo field in northeastern British Columbia was completed in 1980.

The construction of gas cycling facilities in the Kaybob field was completed during the year. This equipment will permit the cycling of a high condensate reservoir resulting in new natural gas and liquid petroleum gas sales.

At Utikuma, a major expansion of handling facilities for oil and solution gas was completed, allowing for a substantial increase in production from this highly profitable but geologically complex oil field where development drilling has been proceeding for a number of years.

## Drilling Division

In total Petro-Canada participated in the drilling of 501 oil and gas wells in Western Canada in 1980, of which Petro-Canada was the operator for 327 wells. The total number of wells included 176 exploration wells (94 drilled by Petro-Canada), 188 conventional development wells (105 drilled by Petro-Canada), 97 heavy oil development wells (88 drilled by Petro-Canada), and 40 oil sands wells drilled by Petro-Canada.



On the east coast, the severe environmental conditions prevailing offshore Labrador require specialized and sophisticated equipment which is difficult to obtain on a limited seasonal basis. To secure such equipment for the 1981 season, Petro-Canada committed in 1980 to a total of four dynamically positioned drillships and one self-propelled semi-submersible unit on long-term contracts. This equipment is being assigned to other operators worldwide during the Canadian off season.

Petro-Canada also entered into a 50-per-cent joint venture with Sedco Inc. to construct a dynamically positioned semi-submersible offshore drilling rig. This rig, with an estimated total cost of approximately \$150 million, is under a five-year contract to Petro-Canada to extend the Corporation's offshore exploration capability.

Petro-Canada's management believes another semi-submersible drilling rig is needed for its long-term east coast program. During 1980 the Corporation therefore invited proposals from private Canadian drilling contractors for the design, construction, and operation of a new vessel in which the Corporation would both share ownership and contract on a long-term basis to provide the financial incentive necessary for the project.



Development drilling at Brazeau River was one of several major areas of activity.





---

# Oil Sands and Heavy Oil

---

Canada's oil sands and heavy oil resources are truly immense: it is estimated there are in excess of 160 billion cubic metres of oil in place in the Athabasca, Peace River, Cold Lake and Lloydminster areas of Alberta and Saskatchewan.

Oil sands and heavy oil resources remain on the energy frontiers, however. In spite of the success of the two oil sands mining plants and several oil sands/heavy oil pilot plants already in operation, the technology required for the recovery and processing of bitumen and heavy oil is still in its infancy. Considerable research remains to be carried out in all phases of oil sands and heavy oil development. In the mineable area, progress must be made in reducing mining costs and in more efficiently separating bitumen from sand.

In the deeper deposits the country's first commercially viable in-situ project is yet to be built. And in all areas, the processing or upgrading of the viscous, sulphurous substance requires extensive investment and improvement.

Petro-Canada is dedicated to the timely development of Canada's oil sands and heavy oil reserves as one of the Corporation's primary policy objectives while utilizing the maximum Canadian expertise and capturing the maximum benefits for Canadian industry. A \$10-million research centre was completed in 1980 as part of this overall commitment.

(Opposite page) Pilot plant at Kinsella is a two-part project to test recovery techniques.

---

## Oil Sands

---

### Canstar

The major new development in Petro-Canada's oil sands strategy in 1980 was the initiation, in partnership with Nova, An Alberta Corporation, of what will be Canada's fourth oil sands mining project. To be called Canstar, the project will be the first Canadian-controlled and developed oil sands plant. Work in 1980 concentrated on building a project organization, concluding agreements, screening technologies and initiating drilling programs for the evaluation of leases. Special emphasis was given to the review and development of new technologies aimed at improving processes in use today.

The project's schedule calls for an application to be filed with regulatory authorities in late 1982 and project start-up about 1990.

### Syncrude

Petro-Canada's 12-per-cent share of the Syncrude Canada Ltd. oil sands mining plant near Fort McMurray, Alberta, contributed significant funds to Petro-Canada's cash flow in 1980. In the project's first profitable year of operation it contributed 4.7 million cubic metres of synthetic crude oil to Canada's energy supplies — of which Petro-Canada's share was 564 000 cubic metres. Under a 1974 pricing agreement with the federal government, the Syncrude participants have been receiving world prices for synthetic crude production. After the deduction of Petro-Canada's share of operating costs, the net contribution to the Corporation's cash flow from the project was \$57.1 million. The operational success of the Syncrude project in only its second full year of operation lends great encouragement to the prospects for future oil sands development.

Petro-Canada acquired its interest in the project in 1976 from the federal government. The Corporation's investment at year-end 1980 stood at \$293.1 million, of which \$10.3 million was contributed in 1980 for ongoing project development programs.

### Alsands

The Corporation holds a nine-per-cent interest in the Alsands Project, which, when approved, will be Canada's third oil sands mining plant. The project will produce 22 000 cubic metres a day of synthetic crude after the completion of construction scheduled for 1987. At year-end, project approval was delayed pending the conclusion of an agreement between the Federal and Alberta governments.

### The PCEJ Project

Petro-Canada continued in 1980 as operator on behalf of a four-company consortium for the innovative "PCEJ" project, an in-situ pilot plant constructed to test the patented electric preheat steam drive recovery process, as well as a steam stimulation process under field conditions.

Partners in the project are Petro-Canada, Canada-Cities Service, Ltd., Esso Resources Canada Limited, and Japan Canada Oil Sands Limited.

Phase 1, construction of which was completed in 1980, involves the operation of two adjacent field pilots, 40 kilometres south of Fort McMurray, Alberta. The larger pilot plant, the electric preheat, consists of four specially designed electrode wells which were drilled to conduct an electric current into the oil sand deposit in order to heat and reduce the viscosity of the bitumen.

An adjacent two-well steam stimulation pilot operation was started in December, 1980.



---

## MAISP

Petro-Canada is also the operator, on behalf of a five-company consortium, of the highly prospective Mine-Assisted In-Situ Process (MAISP) pilot project in the oil sands deposits north of Fort McMurray.

Three wells were successfully drilled horizontally within an oil sands interval for a distance up to 460 metres. The wells were completed and steam stimulated, and bitumen production exceeded expectations.

The outlook for this approach to commercial in-situ production now becomes most encouraging.

---

## Heavy Oil

Petro-Canada is devoting an increasing proportion of its efforts to finding heavy oil pools and to developing the requisite technology for increased heavy oil recovery. Canadian energy demands will continue to place greater importance on heavy oil resources in Alberta and Saskatchewan and the economic exploitation of these resources will require the development of sophisticated equipment, practices and recovery techniques.

### SHOP

Petro-Canada, along with joint-venture participants Gulf Canada Resources Inc. and Saskoil began preliminary work on two thermal pilot projects in the Cactus Lake field to be operated by Petro-Canada. This venture is called the Saskatchewan Heavy Oil Program (SHOP).

One pilot will evaluate the potential of steamflood while the second pilot will evaluate the exploitation of the reservoir under fireflood.

### Primrose

In the Primrose area of Alberta, Petro-Canada conducted a 35-well program over 505 square kilometres within the Primrose Lake Air Weapons Range. A total of 78 wells have been drilled to date out of the 100-well earning commitment.

A steam stimulation test was completed on one well on a 40-section block immediately north of the Air Weapons Range, and the construction of an enhanced oil recovery pilot was initiated in this remote region to determine the long-term production capacity of these reservoirs.

### Muriel Lake

At Muriel Lake, 250 kilometres northeast of Edmonton, a seven-well heavy oil pilot was completed. The pilot was designed to evaluate steam stimulation as a recovery mechanism in this reservoir and to determine the economic viability of a large-scale project.

### KHOP

The Kinsella Heavy Oil Project (KHOP) operated by Petro-Canada throughout 1980 is a joint venture of the Corporation and the Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA). It is a two-part project, comparing the performance of steamflood and fireflood processes in a thin reservoir. The steam pattern operation has required modification while the air pattern is operating as designed with down-hole ignition scheduled for March, 1981.

---

## Coal

Petro-Canada began preparation in 1980 to become a major participant in Canada's coal industry.

As petroleum products become increasingly difficult to obtain and their unit costs of production rise dramatically, coal will continue to increase in importance as an energy source for Canada.

Petro-Canada has extensive interests in undeveloped coal properties in northeastern British Columbia and southwestern Alberta. The Corporation established a new coal division in 1980 to manage and assess these properties, with preliminary emphasis placed on exploration.

At Petro-Canada's properties in Monkman Pass, British Columbia, 130 kilometres south of Dawson Creek, exploration and engineering was completed in 1980 to delineate two principal areas for metallurgical clean coal production. Partners in this venture with a combined 50-per-cent interest are Canadian Superior Oil Ltd. and McIntyre Mines Ltd.

Exploration of the Kipp coal site, 15 kilometres northwest of Lethbridge, Alberta, resulted in the production of a 700-tonne sample of coal for cleaning prior to testing by potential customers. Feasibility and economic studies, which could lead to commercial sales, were begun late in 1980. Union Gas holds a 20-per-cent interest in this property.



---

# Transportation and Special Projects

---

## Arctic Pilot Project

---

The Arctic Pilot Project, organized and led by Petro-Canada, is a proposal for the year-round transportation of liquefied natural gas (LNG) by ice-breaking carrier from Canada's Arctic Islands.

If successful, this project will constitute the first step in the development of a viable and environmentally compatible transportation system for Canada's Arctic resources.

It will move Canada to the forefront of Arctic marine navigation, and it will provide the stimulus for the development of a high-technology, Canadian industry with exportable products. Based on the export (by displacement) of a small quantity of

high-cost frontier gas, the project will encourage the extension of Canada's gas processing, electronics, engineering, ship building and marine service industries. It will also provide the first cash flow to high Arctic explorers and thereby promote the further exploration of Canada's Arctic hydrocarbon resources.

In 1980 Petro-Canada concluded agreements for the purchase of 50 billion cubic metres of Arctic natural gas from Panarctic Oils Ltd., as well as for the sale of the gas to a consortium led by Tenneco Inc. These contracts advanced the project significantly.

The Corporation also passed through its first environmental review process in the High Arctic. In April, formal public hearings on the application were conducted in Resolute Bay, Arctic Bay, Grise Fiord and Pond Inlet before the federal government's Environmental Assessment and Review Process (EARP) panel. Later in the year the Department of the Environment announced it considers the project environmentally acceptable subject to certain conditions.

The original application documents filed with federal regulatory agencies in 1979 were withdrawn in the summer of 1980, and replaced with updated and more complete documents.

Partners in the project are Petro-Canada (Project Manager) 37.5 per cent, Nova, An Alberta Corporation, 25 per cent, Dome Petroleum Ltd., 20 per cent, and Melville Shipping Ltd., 17.5 per cent. To the end of 1980, \$25 million had been spent by the Arctic Pilot Project on preliminary engineering and public interest evaluation of the project, of which Petro-Canada's share was \$10.9 million.

---

## Westcoast Transmission Co. Ltd.

---

The Corporation holds a 35.2-per-cent interest in Westcoast Transmission Company Limited, a natural gas transmission company operating a 4 190 kilometre pipeline network in British Columbia. Westcoast, in turn, owns 62 per cent of Westcoast Petroleum Ltd.; 45 per cent of Pacific Northern Gas Ltd.; and 50 per cent of Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., the company designated to construct the Alaska Highway Natural Gas Pipeline to transport Alaskan gas to southern U.S. markets.

---

## Polar Gas Project

---

The Corporation's 25-per-cent interest in the Polar Gas Project helps support the economic, environmental and technical studies being done to determine the feasibility of a long-term pipeline designed to carry Arctic Island's natural gas to southern Canada and export markets.

---

## Trans Quebec and Maritimes Pipeline

---

Petro-Canada has an option to take a 10-per-cent interest in the Trans Quebec and Maritimes Pipeline project, a proposal to move western Canadian natural gas to markets in Quebec and the Maritimes.





# Manufacturing, Marketing and Downstream Development

## Manufacturing

At Petro-Canada's oil refinery at Taylor, British Columbia, construction was initiated in 1980 on a \$23-million expansion program to be completed in late 1981. The expansion will increase the plant's capacity by 700 cubic metres a day from 2 500 cubic metres a day to 3 200 cubic metres a day, in order to help meet the increasing demand for Petro-Canada's refined oil products.

At Empress, Alberta, the new turbo-expander ethane extraction plant — the largest of its kind in the world — completed its first full year of operation, meeting design specifications and contributing substantial additional revenues to the Corporation's cash flow. The plant is capable of producing 4 300 cubic metres a day of ethane and 3 300 cubic metres a day of propane, butane and condensate. Ethane from Petro-Canada's Empress plant is a major part of the feedstock to the world-scale Alberta Gas Ethylene Company Ltd. ethylene plant at Joffre, Alberta.



A new visual motif appeared at Petro-Canada service stations during 1980.

## Marketing

The Petro-Canada brand appeared for the first time in 1980 in retail, wholesale, and consumer markets using a new logo and system of identification that establishes the Corporation in bold, aggressive style.

Using background studies which clearly established the broad support of Canadians for Petro-Canada as a marketer, a visual motif was selected which embraces the maple leaf and strongly emphasizes the importance of the individual dealer in retail operations.

The introduction of the new identity began in October with the installation

of new signs and the launching of a multi-media advertising campaign to alert the public to the change. Petro-Canada credit cards were re-issued to 240 000 customers. The response in the market place has been highly encouraging with immediate gains in sales in excess of 15 per cent at re-identified outlets. The total volume of refined oil products sold through the Corporation's 352 retail and 55 wholesale outlets increased by 8.2 per cent over the previous year, more than double the growth in industry sales as a whole in Western Canada. New credit card applications have increased six fold.

(Opposite page) An expansion to the Corporation's refinery was started in 1980.



---

## Downstream Development

---

As part of Petro-Canada's increasing involvement in downstream development activities, the Corporation was actively engaged in research programs in 1980, examining potential new processing techniques and identifying commercial opportunities, with emphasis on the upgrading of oil sands, heavy oils and alternate fuels.

Several important projects were investigated during the year. The CANMET hydrocracking process, a new high-pitch conversion technology developed by the Department of Energy, Mines and Resources, was confirmed on its technical and economic merits. Engineering of a semi-commercial demonstration plant was initiated.

Technical and economic feasibility studies were also begun on the purchase and operation of the Come-by-Chance refinery in Newfoundland, and on the construction of a heavy fuel oil upgrader in eastern Canada. In the latter case, recommendations were made to the federal government that a further feasibility study be undertaken, and Petro-Canada joined in a consortium of Montreal-area refiners and Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP) in the conduct of such a study.

---

## Environmental and Social Affairs

---

Petro-Canada's management believes that the Crown Corporation has a special responsibility to find a balance between the need to provide further sources of hydrocarbons for Canada, and the requirement that the country's social and biophysical environment be respected.

Therefore, during the conceptual and planning stages of each project, a full inventory of its physical and social environment is compiled, and possible impacts are predicted. This analysis is incorporated into project planning at all levels of management, including decisions on whether the venture should proceed.

Evidence is provided by the Corporation's work in the Arctic. During 1980, field studies for the \$9.8-million Eastern Arctic Marine Environmental Studies program (EAMES) were completed.

Petro-Canada sponsored the scientific and socio-economic investigation of the Baffin Bay-Lancaster Sound Region within the Eastern Arctic to provide a data base from which an Environmental Impact Statement can be prepared. These steps are being taken prior to the decision as to whether the Corporation will develop drilling plans for the area.

The environmental professionals with the Canstar project, Petro-Canada's oil sands joint venture, have instituted a series of research studies in parallel with the development of plans for the project. The fields of investigation include land reclamation, wildlife habitat management, atmospheric studies, archaeological and historical resource inventories, social impact assessment and cost-benefit analysis. The avenues for public participation and native people's involvement in the project are being investigated.

Petro-Canada assumed the management of the Offshore Labrador Biological Studies program (OLABS) in 1980, part of which involved preparing an interim environmental assessment for the Labrador coastal region. Field studies will continue in 1981.

# Financial Review

Petro-Canada's financial results for 1980 reflect continued growth in revenue, earnings, funds from operations and capital expenditure. These achievements enhance the Corporation's current financial position and provide a firm base for future growth and expansion.

## Revenue



Operating revenue of \$975.4 million increased by \$282.2 million (40.7 per cent) from \$693.2 million in 1979. The increase was due to higher prices for crude oil, natural gas and petroleum products; inclusion of revenue from the Syncrude Project for a full year compared with only six months in 1979, and commencement of operations of the Empress ethane extraction facilities. Interest earned from the investment of temporarily

surplus cash amounted to \$28.0 million. The Corporation's investment in Westcoast Transmission Company Limited generated almost all of the \$16.0 million equity in earnings of affiliates. Total revenue of \$1 019.0 million was up \$279.2 million (37.7 per cent) from \$739.8 million in 1979.

## Expenses

Expenses increased to \$699.9 million from \$501.3 million in 1979 due to higher costs of purchased crude oil and products for refining and marketing operations; inclusion of a full year's operations of Syncrude; commencement of the Empress ethane extraction operations; and the impact of inflation on expenses.

## Earnings

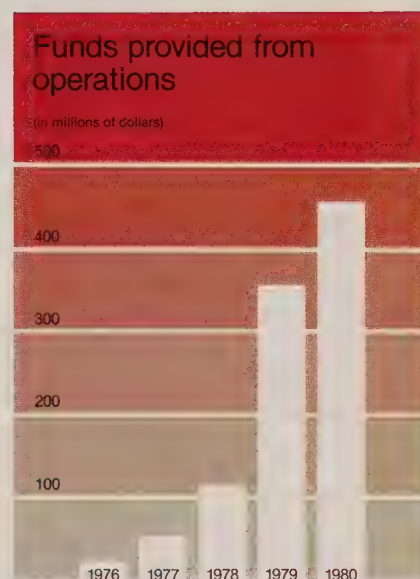


\*Earnings are after deduction of preferred share dividends of PEX of \$13.6 million in 1978, \$95.8 million in 1979 and \$107.9 million in 1980.

Earnings before income taxes and preferred share dividends of a subsidiary were \$319.2 million compared with \$253.0 million in 1979. Provision for income taxes of \$155.5 million resulted in net

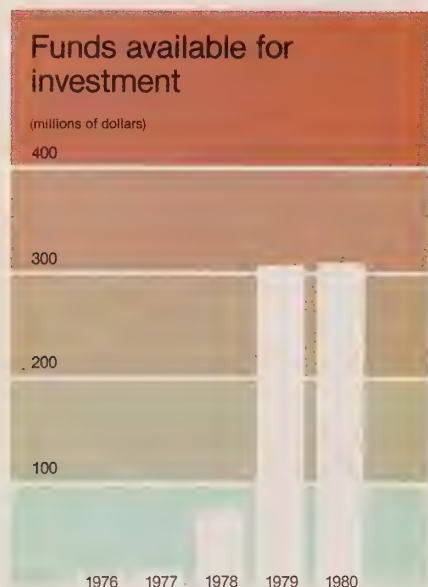
earnings before preferred share dividends of subsidiary of \$163.7 million, an increase of \$37.7 million (29.9 per cent) from 1979. The dividends paid on the preferred shares issued to Canadian banks to fund the 1978 acquisition of Pacific Petroleum Ltd. amounted to \$107.9 million, leaving net earnings after preferred share dividends of \$55.7 million. This amount compares with \$30.2 million in 1979, an increase of 84.4 per cent.

## Funds from Operations



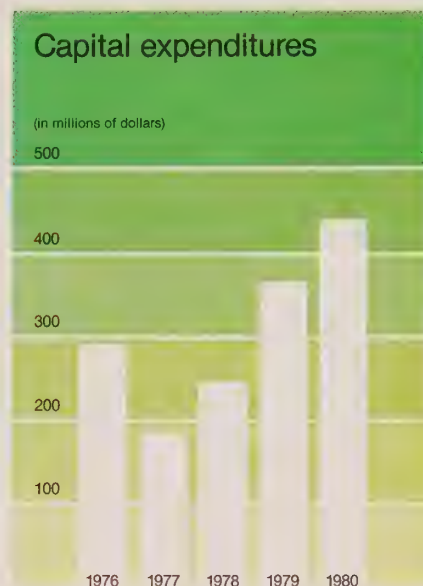
Funds from operations of \$457.5 million in 1980 were up by \$99.8 million (27.9 per cent) from \$357.7 million in 1979. This amount consisted of the earnings before dividends of \$163.7 million plus items not requiring cash expenditures of \$293.8 million (deferred income taxes of \$156.4 million; depreciation, depletion and amortization of \$142.0 million less other net credits of \$4.6 million).

## Funds Available for Investment



In 1980 Petro-Canada generated funds available for investment of \$308.7 million. This amount consisted of funds from operations of \$457.5 million plus advances for future natural gas deliveries of \$19.9 million less obligations for long-term debt of \$60.8 million and preferred share dividends of \$107.9 million.

## Capital Expenditures



Capital expenditures increased from \$367.7 million in 1979 to \$439.5 million in 1980 and consisted of:

	Millions
Oil and gas exploration and development	\$360.6
Other corporate assets	19.2
Bituminous sands projects (excluding Syncrude)	18.7
Refining and marketing	14.3
Syncrude Project	10.3
Investments (mainly Panarctic)	10.2
Polar Gas, Heavy Oil, Arctic LNG and other feasibility studies (deferred charges)	5.0
Natural gas liquids	1.2
	<u>\$439.5</u>

These expenditures were financed by the funds available for investment of \$308.7 million, a preferred share issue of \$80.0 million from the federal government and a decrease in working capital of \$50.8 million.

## Assets

At the end of 1980 consolidated assets totalled \$3 766.8 million, consisting of: current assets of \$482.7 million; investments (mainly Westcoast Transmission and Panarctic) of \$291.8 million; property, plant and equipment of \$2 950.7 million, and deferred charges of \$41.6 million. Deductions of liabilities and deferred income taxes amounting to \$1 187.8 million and the \$1 464.4 million preferred shares issued by Petro-Canada Exploration Inc. resulted in shareholder's equity at book value of \$1 114.6 million.

The Government of Canada's equity at year-end consisted of common shares of \$580.0 million and preferred shares of \$423.8 million for a total of \$1 003.8 million. Retained earnings at year end were \$110.8 million.





---

# Management's Responsibility for the Financial Statements

The financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles appropriate in the circumstances. Management is also responsible for the other information in the Annual Report, which is consistent, where applicable, with that contained in the financial statements. Management is also responsible for installing and maintaining a system of internal control to provide reasonable assurance that reliable financial information is produced. The Corporation has an internal audit department, whose functions include reviewing the system of internal control to ensure that it is adequate and functioning properly.

The Board of Directors is responsible for ensuring that management fulfills its responsibilities for financial reporting and internal control. The Board exercises its responsibilities through the Audit Committee of the Board, a majority of which is composed of directors who are not employees of the Corporation. The committee meets with management, the internal auditors and the external auditors at least four times each year to satisfy itself that responsibilities are properly discharged and to review the financial statements.

The external auditors, Peat, Marwick, Mitchell & Co., conduct an independent examination, in accordance with generally accepted auditing standards, and express their opinion on the financial statements. Their examination includes a review and evaluation of the Corporation's system of internal control and appropriate tests and procedures to provide reasonable assurance that the financial statements are presented fairly. The external auditors have full and free access to the Audit Committee of the Board.

## Auditors' Report



Peat, Marwick, Mitchell & Co.

To the Honourable Marc Lalonde, P.C., M.P.  
Minister  
Energy, Mines and Resources Canada  
House of Commons  
Ottawa, Canada

We have examined the consolidated balance sheet of Petro-Canada as at December 31, 1980 and the consolidated statements of earnings and retained earnings and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the corporation as at December 31, 1980 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

We further report as required by Section 77(1) of the Financial Administration Act that, in our opinion, proper books of account have been kept by the corporation and the transactions that have come under our notice have been within the powers of the corporation.

Calgary, Canada  
February 25, 1981

*Peat, Marwick, Mitchell & Co.*  
Chartered Accountants

# Consolidated Balance Sheet

As at December 31, 1980

(stated in thousands of dollars)

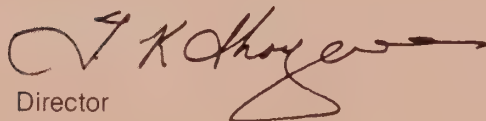
## Assets

	1980	1979
Current Assets		
Cash and short-term deposits	\$ 72 690	\$ 177 308
Accounts receivable	257 119	195 054
Inventories (Note 2)	127 214	51 228
Deposits and prepaid expenses	25 642	5 706
	482 665	429 296
Investments (Note 3)	291 817	275 886
Property, Plant and Equipment, net (Note 4)	2 950 741	2 668 322
Deferred Charges (Note 5)	41 543	37 817

Approved on behalf of the Board



Director



Director

\$3 766 766

\$3 411 321

---

---

## Liabilities

	<u>1980</u>	<u>1979</u>
Current Liabilities		
Accounts payable and accrued liabilities	\$ 285 792	\$ 193 123
Portion of long-term debt due within one year	61 668	47 270
Income taxes payable	<u>—</u>	<u>2 840</u>
	347 460	243 233
Long-Term Debt (Note 6)	221 407	282 236
Advances on Future Natural Gas Deliveries	37 187	17 296
Deferred Income Taxes	581 738	425 331
Preferred Shares Issued by a Subsidiary (Note 7)	1 464 375	1 464 375
Shareholder's Equity		
Capital (Note 8)		
Preferred shares	423 800	343 800
Common shares	<u>580 000</u>	<u>580 000</u>
	1 003 800	923 800
Retained Earnings	<u>110 799</u>	<u>55 050</u>
	1 114 599	978 850
Commitments and Contingent Liability (Note 11)		
	<u>\$3 766 766</u>	<u>\$3 411 321</u>



# Consolidated Statement of Earnings and Retained Earnings

For the year ended December 31, 1980

(stated in thousands of dollars)

	1980	1979
Revenue		
Operating	\$ 975 398	\$ 693 161
Interest	28 019	29 319
Equity in earnings of affiliates	16 026	15 580
Gain (loss) on foreign exchange	(408)	1 746
	<u>1 019 035</u>	<u>739 806</u>
Expenses		
Operating	463 429	305 888
Depreciation, depletion and amortization	141 960	128 824
General and administrative	70 507	48 463
Interest on long-term debt	22 850	17 626
Research	1 139	515
	<u>699 885</u>	<u>501 316</u>
Earnings Before Undernoted Items	319 150	238 490
Gain on Sale of Portion of Investment in the Syncrude Project	—	14 532
	<u>319 150</u>	<u>253 022</u>
Provision for Income Taxes (Note 9)		
Deferred	156 407	117 879
Current	(943)	4 089
	<u>155 464</u>	<u>121 968</u>
	163 686	131 054
Minority Interest	—	5 049
Net Earnings for Year Before Preferred Share Dividends of Subsidiary	163 686	126 005
Preferred Share Dividends of Subsidiary (Note 7)	107 937	95 846
Net Earnings for Year After Preferred Share Dividends of Subsidiary	55 749	30 159
Retained Earnings at Beginning of Year	55 050	24 891
Retained Earnings at End of Year	<u>\$ 110 799</u>	<u>\$ 55 050</u>

# Consolidated Statement of Changes in Financial Position

For the year ended December 31, 1980

(stated in thousands of dollars)

	1980	1979
<b>Sources of Working Capital</b>		
Net earnings for year before preferred share dividends of subsidiary	\$ 163 686	\$ 126 005
Add items not affecting working capital	293 864	231 679
Working capital provided from operations	457 550	357 684
Proceeds from issue of shares	80 000	146 000
Advances on future natural gas deliveries	19 891	9 006
Proceeds from issue of long-term debt	—	20 000
Reduction in cash held for investment	—	749 000
Proceeds from sale of portion of investment in the Syncrude Project	—	82 282
	<u>557 441</u>	<u>1 363 972</u>
<b>Uses of Working Capital</b>		
Purchase of property, plant and equipment	424 379	337 979
Preferred share dividends paid by subsidiary	107 937	95 846
Reduction of long-term debt	60 829	47 707
Increase in investments	10 163	25 076
Increase in deferred charges	4 991	4 597
Acquisition of shares of Pacific Petroleums Ltd.	—	749 528
	<u>608 299</u>	<u>1 260 733</u>
Increase (Decrease) in Working Capital	(50 858)	103 239
Working Capital at Beginning of Year	186 063	82 824
Working Capital at End of Year	<u>\$ 135 205</u>	<u>\$ 186 063</u>

# Notes to Consolidated Financial Statements

December 31, 1980

(tabular amounts shown in thousands of dollars)

## 1. Summary of Significant Accounting Policies

### (a) Basis of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Petro-Canada and its subsidiary, Petro-Canada Exploration Inc. ("PEX"), and all of its subsidiaries ("the Corporation").

The excess of the consideration paid for the shares of subsidiaries over the underlying net book values at the dates of acquisition is attributed to the related assets acquired.

### (b) Inventories

Inventories are valued at the lower of cost and net realizable value.

### (c) Investments

The Corporation accounts for investments in companies over which it has significant influence on the equity method. Other long-term investments are accounted for by the cost method.

### (d) Property, Plant and Equipment

The Corporation follows the full cost method of accounting for oil and gas properties whereby all costs relating to the exploration for and development of oil and gas reserves are capitalized. Such costs include those related to lease acquisitions, geological and geophysical activities, carrying charges of non-producing properties, drilling both productive and non-productive wells and overhead related to exploration.

Separate cost centres have been established for non-frontier Canada, each of five Canadian frontier areas and each foreign area in which the Corporation has an interest. Costs incurred in non-frontier Canada and in producing foreign cost centres are depleted separately on the unit of production method based on estimated proven oil and gas reserves. For purposes of calculating depletion, natural gas production and reserves are converted to equivalent units of crude oil based on the relative energy content of each commodity.

Annual costs incurred in the other cost centres are amortized on a straight line basis over the period during which exploration activity in each cost centre is expected to continue. Where exploration proves to be successful, amortization is suspended and the unamortized balance of the cost centre is depleted on the unit of production method when production commences. Where exploration proves to be unsuccessful and the cost centre is condemned or abandoned, the unamortized balance of that cost centre is charged to earnings at that time.

Costs of property, plant and equipment associated with the Syncrude Project and related leases are accumulated in a separate cost centre and are depreciated on the unit of production method. Expenditures on other bituminous sands leases are also accumulated in separate cost centres and are amortized, depleted or otherwise charged to earnings in accordance with the policy described in the preceding paragraph.

Substantially all of the Corporation's exploration and production activities related to oil and gas are conducted jointly with others. Only the Corporation's proportionate interest in such activities is reflected in the financial statements.

The interest cost of debt attributable to the construction of major new facilities is capitalized during the construction period.

Depreciation of plant and equipment (except as noted above) is provided on either the unit of production or straight line methods as appropriate. Straight line depreciation rates range from 4% to 25%.



(e) Deferred Charges

The Corporation is deferring costs incurred on feasibility studies involving economic evaluation and preliminary engineering relating to:

- (i) Production of hydrocarbons from conventional heavy oil deposits
- (ii) Polar Gas Project
- (iii) Arctic Liquefied Natural Gas Project
- (iv) Other — transportation and refining

When production or commercial activity of a particular project commences the applicable expenditures are transferred to Property, Plant and Equipment and are charged to earnings based on the estimated useful life of the project. In the event that a decision is made not to proceed with a particular project, all associated costs are charged to earnings at that time.

The costs of the Polar Gas Project relate to feasibility studies in connection with a gas transmission system from the Arctic Islands to Eastern Canada. Under the participation agreement, subject to the project's feasibility and approval by the necessary regulatory authorities, the participants shall be entitled to have the costs they have incurred treated as an equity investment in a company incorporated to construct and operate the transmission facilities, or be reimbursed out of any financing of such company.

Certain costs relating to the Corporation's marketing program are deferred and amortized on a straight line basis over five years.

Debt issue expense is amortized on a straight line basis over the life of the debt. The amortization is included with interest on long-term debt in the consolidated statement of earnings and retained earnings.

(f) Research Costs

Research costs are charged against earnings as incurred.

(g) Income Taxes

The Corporation makes full provision for income taxes deferred as the result of claiming tax depreciation, exploration, development and other costs which exceed the related amounts charged to expense in the financial statements.

(h) Translation of Foreign Currency

Current assets and current liabilities are translated at the rate of exchange in effect at the close of the year. The resulting gains and losses are included in earnings. Long-term assets, liabilities and preferred shares issued by a subsidiary are translated at rates in effect at the dates the assets were acquired, the obligations incurred or the capital stock issued. Revenue and expense items are translated at the average rates in effect during the year with the exception of depletion, depreciation and amortization which reflect rates in effect when the assets were acquired.

2. Inventories

Inventories consist of:	1980	1979
Foreign crude oil .....	\$ 51 356	\$ —
Domestic crude oil, refined products and merchandise .....	43 796	25 022
Materials and supplies .....	32 062	26 206
	<u>\$127 214</u>	<u>\$ 51 228</u>

### 3. Investments

The Corporation's investments consists of:

	<u>1980</u>	<u>1979</u>
At equity		
Westcoast Transmission Company Limited .....	\$163 012	\$157 516
Panarctic Oils Ltd. ....	117 598	108 553
Pacific Northern Gas Ltd.....	2 559	2 287
Other, at cost.....	8 648	7 530
	<u>\$291 817</u>	<u>\$275 886</u>

#### Westcoast Transmission Company Limited

At December 31, 1980, the Corporation held 35.2% of the total outstanding common shares of Westcoast Transmission Company Limited. Westcoast has reserved common shares for issuance to holders of share options and share purchase warrants which, if issued, would reduce the Corporation's interest to 31.1%.

The value assigned to the investment in Westcoast exceeds the underlying net book value at the dates of acquisition by \$33 388 000. This excess is being amortized over the estimated useful lives of the underlying assets to which it is attributed by charges against the Corporation's share of Westcoast's net earnings.

Westcoast is a regulated utility and is subject to regulatory directives which may change the components of the cost of service. Changes resulting from such directives do not have a direct effect on net earnings due to rate of return on rate base considerations which are also taken into account in the regulatory process.

At December 31, 1980, the quoted market value of the Corporation's investment in Westcoast was \$189 333 000 (1979 - \$184 560 000).

#### Panarctic Oils Ltd.

At December 31, 1980, the Corporation held approximately 45% of the issued common shares of Panarctic Oils Ltd. These shares are not traded on the open market and therefore do not have a quoted market value. The activities of Panarctic are in the exploratory stage and all expenses less sundry income have been capitalized; the company is deemed not to have earned a profit or sustained a loss. The Corporation is committed to expenditures of approximately \$6 000 000 in connection with the ongoing financing of Panarctic.

#### 4. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment consists of:

	1980		1979	
	Cost	Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization	Net	Net
Oil and gas				
Canada				
— non-frontier areas . . . . .	\$2 205 664	\$229 371	\$1 976 293	\$1 850 057
— frontier areas . . . . .	376 338	58 510	317 828	214 185
Foreign . . . . .	93 881	9 987	83 894	67 866
Bituminous sands				
— Syncrude Project and related leases . . . . .	293 135	10 273	282 862	280 427
— Other bituminous sands leases and expenditures thereon . . . . .	41 639	6 301	35 338	19 603
Refining and marketing . . . . .	61 742	7 776	53 966	44 816
Natural gas liquids . . . . .	128 077	6 827	121 250	125 575
Pipelines, and other property and equipment . . . . .	89 790	10 480	79 310	65 793
	<u>\$3 290 266</u>	<u>\$339 525*</u>	<u>\$2 950 741</u>	<u>\$2 668 322</u>

\*consists of depreciation — \$56 464 000, depletion — \$207 396 000 and amortization — \$75 665 000 (at December 31, 1979 — \$26 998 000, \$127 670 000 and \$44 411 000 respectively).

#### 5. Deferred Charges

Deferred charges consist of:

	1980	1979
At cost		
Heavy oil projects . . . . .	\$ 7 090	\$ 12 647
Polar Gas Project . . . . .	15 372	13 501
Arctic Liquefied Natural Gas Project . . . . .	10 899	7 502
Other . . . . .	6 631	3 582
Net of amortization		
Debt expense . . . . .	434	585
Marketing program . . . . .	1 117	—
	<u>\$ 41 543</u>	<u>\$ 37 817</u>



## 6. Long-Term Debt

Long-term debt consists of:

	<u>Maturity</u>	<u>1980</u>	<u>1979</u>
In Canadian dollars			
Bank Income Debentures .....	1983	\$140 000	\$180 000
6.25% - 14.75% mortgages .....	1985	1 549	1 640
Other long-term debt, non-interest bearing .....	1987	2 800	3 200
In United States dollars			
9% unsecured notes (\$60 000 000 US) .....	1996	71 116	71 078
8.45% unsecured notes (\$30 000 000 US) .....	1987	35 539	35 539
5.25% unsecured notes (\$22 100 000 US) .....	1985	26 351	30 817
5.75% - 6.25% mortgages (\$3 734 000 US) .....	1988	4 485	5 096
6.5% secured notes (\$977 000 US) .....	1982	1 235	2 136
		<u>283 075</u>	<u>329 506</u>
Less portion due within one year .....		<u>61 668</u>	<u>47 270</u>
		<u>\$221 407</u>	<u>\$282 236</u>

### Bank Income Debentures

The Bank Income Debentures are held by a Canadian chartered bank and bear interest at approximately 50% (1979 — 52%) of the bank's prime lending rate as announced from time to time. No deduction is allowed under the Income Tax Act for interest expense relating to the Bank Income Debentures (Note 9).

While the Bank Income Debentures are not secured by any charge against the assets of the Corporation, there are certain restrictions with respect to the disposition or encumbrance of the investment by the Corporation in PEX.

### Repayment of long-term debt

Annual repayments of the 9% and 8.45% unsecured notes will commence in 1981 and 1982 respectively. All the other issues are currently subject to minimum annual repayments.

The repayment of long-term debt in each of the next five years is as follows:

1981 — \$61 668 000	1982 — \$66 353 000	1983 — \$56 406 000
1984 — \$16 338 000	1985 — \$16 127 000	

## 7. Preferred Shares Issued by a Subsidiary

The preferred shares issued by PEX consist of 12 500 000 floating rate, cumulative, redeemable, non-voting, preferred shares issued at \$100 US per share to a group of Canadian chartered banks.

The shares are redeemable, at the option of PEX, at \$100 US per share, plus accrued dividends except that to the extent shares in excess of 3 125 000 are redeemed prior to November 10, 1981, such excess shares are redeemable at a premium of \$2 US per share.

Cumulative dividends, payable quarterly, are based on a percentage of, at the option of PEX, either the United States Base Rates, or the London Inter-Bank Offered Rates of the banks. At December 31, 1980, the dividend rate was approximately 10% per annum.

Under the terms of an agreement between the banks and the Corporation, in the event that PEX does not exercise its option to redeem the shares over a ten year period beginning December 31, 1983, or in the event of certain occurrences under the provisions of the agreement, the banks have the option to require the Corporation to purchase the shares at \$100 US per share, plus accrued dividends.

## 8. Capital

### Authorized

The initial authorized capital of the Corporation was \$500 million divided into 100 common shares of the par value of \$5 million each. This was increased to 116 common shares on the acquisition of the capital stock of Panarctic Oils Ltd. previously owned by the Government of Canada.

Pursuant to the Petro-Canada Act, and subject to certain conditions and limitations as to the aggregate amount, the authorized capital of the Corporation is increased by the issue of preferred shares. Accordingly, at any time, the authorized and issued preferred shares are identical. The preferred shares have a par value of \$1 each, are redeemable at par at the option of the Corporation, carry no stated rate of dividend and are non-cumulative.

### Issued (to the Government of Canada)

	1980		1979	
	Number of Shares	Consideration	Number of Shares	Consideration
<b>Common Shares</b>				
Balance at beginning of year .....	116	\$580 000	88	\$440 000
For cash .....	—	—	28	140 000
Balance at end of year .....	<u>116</u>	<u>\$580 000</u>	<u>116</u>	<u>\$580 000</u>
<b>Preferred Shares</b>				
Balance at beginning of year .....	343 799 853	\$343 800	337 799 853	\$337 800
For cash .....	80 000 000	80 000	6 000 000	6 000
Balance at end of year .....	<u>423 799 853</u>	<u>\$423 800</u>	<u>343 799 853</u>	<u>\$343 800</u>

## 9. Income Taxes

The provision for income taxes of \$155 464 000 (1979 — \$121 968 000) represents an effective rate of 48.8% (1979 — 48.2%) on earnings before income taxes of \$319 150 000 (1979 — \$253 022 000). The provision has been computed as follows:

	1980	1979
Earnings before income taxes	\$319 150	\$253 022
Add (deduct)		
Royalties and other payments to Provincial Governments	213 231	227 020
Federal allowances		
Resource allowance	(132 791)	(123 288)
Tax depletion	(94 730)	(77 978)
Frontier exploration allowances	(5 198)	(28 603)
Non-deductible interest on Bank Income Debentures (Note 6)	12 879	13 385
Non-taxable portion of capital gains	(39)	(14 966)
Amortization of excess of attributed value over book value of assets acquired on purchase of subsidiary companies	48 520	63 141
Equity in earnings of affiliates	(16 026)	(15 580)
Other	(4 326)	(662)
	<u>340 670</u>	<u>295 491</u>
Combined Canadian Federal and Provincial income tax at 48.8% (1979 — 47%)	166 247	138 881
Deduct tax rebates and credits		
Provincial income tax rebate plans	(10 783)	(13 327)
Federal investment tax credit	—	(3 586)
Provision for income taxes	<u>\$155 464</u>	<u>\$121 968</u>

## 10. Comparative Figures

Certain reclassifications have been made to the 1979 comparative figures to conform with the current year's presentation.



---

## 11. Commitments and Contingent Liability

### Commitments

In addition to commitments incurred in the ordinary course of business the Corporation has, at December 31, 1980, the following undertakings:

- (a) The Corporation has entered into an agreement to participate in the construction of a new Calgary office complex and has also entered into an agreement to participate in the construction of an offshore drilling vessel. These projects will require a commitment by the Corporation of approximately \$183 600 000, which is expected to be financed by mortgage borrowings. In addition the Corporation has agreed to enter into long-term leases with respect to the use of the offshore drilling vessel and the occupancy of the office complex.
- (b) The Corporation has leased certain offshore drilling vessels for periods of one to four years. The lease rentals will amount to approximately: 1981 — \$65 800 000, 1982 — \$123 000 000, 1983 — \$96 700 000 and 1984 — \$65 200 000. These vessels will be used by the Corporation in exploration projects carried out during the Canadian drilling season and the lease rentals will be shared with other participating companies. Further it is planned to sublease the drilling vessels while they are not being used in such projects.
- (c) The Corporation is a participant in a project operated by Syncrude Canada Ltd. to produce synthetic crude oil from the Athabasca Oil Sands. Associated with the Syncrude Project are facilities which are not owned by the participants, consisting of a steam and electricity generating plant, a field gas supply pipeline and a pipeline to transport plant product to Edmonton. The Corporation, together with the other participants, has minimum usage commitments relating to these facilities.

### Contingent liability

On January 9, 1980 Atlantic Richfield Company served the Corporation and PEX with a Statement of Claim requesting that the Corporation cause PEX to pursue a monetary claim for \$12 039 000 against the Government of Saskatchewan with respect to payments made by it under certain Saskatchewan legislation (subsequently determined to be unconstitutional) prior to the time the shares of PEX were acquired by the Corporation from Atlantic Richfield Company. The Statement of Claim asks the court, inter alia, for certain injunctive relief and general damages in the amount of \$20 000 000.

Prior to the service of the Statement of Claim, PEX had executed an assignment and quitclaim agreement with the Government of Saskatchewan pursuant to which the payments made under the unconstitutional legislation were applied in satisfaction of an assessment under the Oil Well Income Tax Act, 1978 for the same period as the payments previously made.

In the opinion of management, based on the advice of counsel, no provision for the claim is required in the accounts of the Corporation.

## 12. Segmented Information

The Corporation operates principally in the following business segments:

<u>Business Segment</u>	<u>Operations</u>
Natural resources	Exploration, development and production activities for crude oil, natural gas, field liquids, sulphur, oil sands, coal and minerals.
Refined oil products	Refining crude oil into oil products, distribution and marketing of these and purchased refined oil products.
Natural gas liquids	Extraction of liquids from natural gas; transportation, distribution and marketing of the natural gas liquids.

The financial results of operations by business segment are as follows:

	1980			
	<u>Natural Resources</u>	<u>Refined Oil Products</u>	<u>Natural Gas Liquids</u>	<u>Total</u>
Sales to customers .....	\$508 866	\$251 086	\$215 446	\$975 398
Inter-segment transfers .....	15 958	4 306	—	—
Total Operating Revenue.....	<u>524 824</u>	<u>255 392</u>	<u>215 446</u>	<u>975 398*</u>
Product costs and operating expenses .....	132 058	220 089	131 546	463 429*
Depreciation, depletion and amortization .....	<u>125 644</u>	<u>5 036</u>	<u>11 280</u>	<u>141 960</u>
Total Operating Expenses.....	<u>257 702</u>	<u>225 125</u>	<u>142 826</u>	<u>605 389*</u>
Operating Profit .....	<u>\$267 122</u>	<u>\$ 30 267</u>	<u>\$ 72 620</u>	<u>370 009</u>
Interest income .....				28 019
Equity in earnings of affiliates .....				16 026
Loss on foreign exchange .....				(408)
General and administrative expenses.....				(70 507)
Interest on long-term debt.....				(22 850)
Other expenses .....				(1 139)
Provision for income taxes .....				<u>(155 464)</u>
				<u>(206 323)</u>
Net Earnings for Year Before Preferred Share Dividends of Subsidiary.....				<u>\$163 686</u>

1979

	Natural Resources	Refined Oil Products	Natural Gas Liquids	Total
Sales to customers .....	\$391 729	\$182 308	\$119 124	\$693 161
Inter-segment transfers .....	11 358	13 466	—	—
Total Operating Revenue .....	403 087	195 774	119 124	693 161*
Product costs and operating expenses .....	79 282	165 393	86 037	305 888*
Depreciation, depletion and amortization .....	120 277	3 538	5 009	128 824
Total Operating Expenses .....	199 559	168 931	91 046	434 712*
Operating Profit .....	<u>\$203 528</u>	<u>\$ 26 843</u>	<u>\$ 28 078</u>	258 449
Interest income .....				29 319
Equity in earnings of affiliates .....				15 580
Gain on foreign exchange .....				1 746
General and administrative expenses .....				(48 463)
Interest on long-term debt .....				(17 626)
Other expenses .....				(515)
Gain on sale of portion of investment in the Syncrude Project .....				14 532
Provision for income taxes .....				(121 968)
Minority interest .....				(5 049)
				<u>(132 444)</u>
Net Earnings for Year Before Preferred Share Dividends of Subsidiary .....				<u>\$126 005</u>

\*After elimination of inter-segment transfers, which are accounted for at market value.

The identifiable assets at December 31, and the amount of capital expenditure for the year, by business segment, are as follows:

	Identifiable Assets		Capital Expenditure	
	1980	1979	1980	1979
Natural resources .....	\$2 919 403	\$2 598 080	\$386 016	\$288 036
Refined oil products .....	223 085	106 858	17 399	4 220
Natural gas liquids .....	148 550	160 117	1 212	41 034
Other .....	475 728	546 266	34 906	34 362
	<u>\$3 766 766</u>	<u>\$3 411 321</u>	<u>\$439 533</u>	<u>\$367 652</u>

Other identifiable assets include cash and short-term deposits, investments in other companies, general corporate assets and miscellaneous corporate ventures.



---

### 13. Subsequent Event

Pursuant to an agreement with the majority shareholder of Petrofina Canada Inc., dated February 2, 1981, the Corporation has agreed to make an offer to acquire all of the issued and outstanding common shares of Petrofina Canada Inc. for an initial aggregate consideration of approximately \$1.46 billion. The agreement, which is subject to certain conditions, rulings and approvals, provides for the acquisition of not less than 51% of the shares in 1981. The balance may be acquired during 1982 and 1983 and the agreement provides for an escalation of the purchase price for such shares in recognition of an interest factor. Funds for the acquisition will be provided from a combination of government and bank financing.

---

## Reading the Financial Statements — An Introduction

The following summary of how Petro-Canada reports on its operations is intended to outline the methodology of the Corporation's financial presentation and to assist the reader in a fuller understanding of the data presented in the consolidated financial statements.

The consolidated financial statements presented on pages 28-42 summarize the accounting records of Petro-Canada and its subsidiaries. They consist of the balance sheet, the statement of earnings and retained earnings and the statement of changes in financial position, together with explanatory notes.

### The Consolidated Balance Sheet

The balance sheet (pages 28 and 29) is a summary of the Corporation's assets, liabilities and shareholder's equity at a specific date, December 31, 1980, which is the end of the Corporation's financial year.

**Assets:** The assets are classified into four categories:

*Current assets* consists of cash and items which are expected to be converted into cash or consumed in operations within one year of the balance sheet date;

*Investments* represents the Corporation's interest in other companies in which it has an ownership of less than or equal to fifty per cent;

*Property, plant and equipment* consists mainly of investment in oil and gas properties and related facilities, for use in operations. Property, plant and equipment is stated at cost less accumulated depreciation, depletion and amortization charged to earnings;

*Deferred charges* are costs incurred which represent potential contribution to future revenue and which will be charged to earnings in future years.

**Liabilities:** The balance sheet classifies liabilities into five categories:

*Current liabilities* are amounts owed by the Corporation which are expected to be paid within one year of the balance sheet date;

*Long-term debt* consists of borrowings from banks and other institutions which are repayable over a period of time commencing more than one year after the balance sheet date;

*Advances on future natural gas deliveries* represents payments received by the Corporation under the provisions of "take or pay" contracts for undelivered natural gas. The revenue will be included in earnings when the gas is delivered;

---

*Deferred income taxes* result from deducting certain costs in determining taxable income for a particular year to a greater extent than such costs are deducted from income for financial reporting purposes in that year. Typical of such costs are exploration expenditures, which may be deducted from income in calculating income taxes payable in the year they are spent, but which are deducted from income for financial reporting purposes over a number of years. Deferred income taxes is not a liability but rather represents the cumulative amount by which the provisions for income taxes reported in the financial statements exceed income taxes currently payable, using the deductions permitted under the Income Tax Act;

*Preferred shares issued by a subsidiary* consists of shares issued by Petro-Canada Exploration Inc. to a group of Canadian chartered banks.

**Shareholder's equity** is the shareholder's investment in the net assets of the Corporation. The balance sheet classifies it into two categories:

*Capital* represents payments received from the Government of Canada for purchase of the Corporation's preferred and common shares;

*Retained earnings* are the accumulated earnings of the Corporation since incorporation which have been reinvested in operations. The computation of retained earnings is shown in the statement of earnings and retained earnings. (Page 30)

## The Consolidated Statement of Earnings and Retained Earnings

Whereas the balance sheet is a record of the financial position of the Corporation at a specific date, December 31, 1980, the statement of earnings presents the financial results of activities over a twelve month period. The statement shows how the earnings (profit) for the year were derived. It identifies the sources of the Corporation's revenue and the various categories of expenses incurred to produce the revenue. It also identifies the provision for income taxes and the preferred share dividends paid by Petro-Canada Exploration Inc. In the lower portion of the statement the earnings for the year are added to the opening retained earnings, resulting in the retained earnings at the end of the year. This amount is included in the shareholder's equity portion of the balance sheet.

## The Consolidated Statement of Changes in Financial Position

The statement of changes in financial position (Page 31) identifies the major sources of funds received during the year and the uses to which these funds have been put. The Corporation defines "funds" as working capital, which is the difference between current assets and current liabilities reflected in the balance sheet.

The statement commences with the earnings before preferred share dividends of subsidiary, from the statement of earnings and retained earnings, to which is added the charges deducted in computing earnings which did not involve an outlay of working capital during the current year (eg. depreciation, depletion and amortization, deferred income taxes, etc.). This gives the working capital provided from operations. The other sources of working capital are derived from the proceeds of the issue of shares and from advances on future natural gas deliveries. The major uses of working capital are deducted from the total sources to determine the change in working capital for the year. To this is added the opening working capital, resulting in the working capital at December 31, 1980.

## Notes to Consolidated Financial Statements

Note 1 (Pages 32 and 33) is a summary of the significant accounting policies followed by the Corporation. This summary describes the policies used in preparing the consolidated financial statements; valuation of inventories; accounting for investments; capitalizing costs of property, plant and equipment and how these costs are charged against earnings over the lives of the assets. The summary also outlines how deferred charges, research costs and income taxes are accounted for and how foreign financial data is translated into Canadian dollars.

The other notes provide disclosures required in order to comply with generally accepted accounting principles and provide additional information and analyses of significant items.

## Comparative Figures

The balance sheet as at December 31, 1979 and the 1979 results of operations and changes in financial position are presented in the financial statements for comparative purposes.

# Five Year Financial and Operating Summary

		1980	1979	1978	1977	1976
				(Note 2)		(Note 2)
<b>Summary of Earnings</b>						
(in thousands of dollars)	Revenue	\$1 019 035	\$ 754 338	\$ 205 095	\$ 92 693	\$ 39 339
	Expenses	699 885	501 316	128 600	62 280	24 790
		319 150	253 022	76 495	30 413	14 549
	Deduct: Provision for income taxes	155 464	121 968	42 109	20 898	11 216
	Minority interest	—	5 049	7 010	—	—
	Net earnings before preferred share dividends of subsidiary	163 686	126 005	27 376	9 515	3 333
	Preferred share dividends of subsidiary	107 937	95 846	13 636	—	—
	Net earnings after preferred share dividends of subsidiary	\$ 55 749	\$ 30 159	\$ 13 740	\$ 9 515	\$ 3 333
<b>Other Financial Data</b>						
(in thousands of dollars)	Working capital provided from operations	\$ 457 550	\$ 357 684	\$ 113 168	\$ 55 884	\$ 23 820
	Capital expenditures	439 533	367 652	247 304	188 705	293 917
	Acquisition of subsidiary companies	—	749 528	746 861	—	342 440
	Total assets	3 766 766	3 411 321	3 348 913	878 696	721 016
	Working capital (deficiency)	135 205	186 063	82 824	(733)	13 988
	Long-term debt (Note 3)	283 075	329 506	337 116	214 000	240 000
	Preferred shares issued by a subsidiary	1 464 375	1 464 375	1 464 375	—	—
	Shareholder's equity	1 114 599	978 850	802 691	551 148	387 133
<b>Daily Production</b>						
(net before royalties)	Domestic production from oil and gas wells					
	- Crude oil and natural gas liquids (thousands of m <sup>3</sup> )	9.9	11.1	10.9	4.4	4.4
	- Natural Gas (millions of m <sup>3</sup> )	9.3	11.5	10.7	2.5	2.5
	Synthetic crude oil (thousands of m <sup>3</sup> )	1.5	1.2	—	—	—
	Foreign crude oil (thousands of m <sup>3</sup> )	0.2	—	—	—	—
<b>Proven Reserves</b>						
(net before royalties)	Domestic (Note 4)					
	- Crude oil and natural gas liquids (millions of m <sup>3</sup> )	48.7	48.8	51.4	24.1	25.3
	- Natural gas (billions of m <sup>3</sup> )	115.4	107.5	118.9	23.2	22.6
	Foreign					
	- Crude oil and natural gas liquids (millions of m <sup>3</sup> )	1.0	1.0	1.0	—	—
<b>Marketing</b>						
	Sales Volumes (millions of litres)					
	- Gasoline and distillates	1 436	1 343	185	—	—
	- Natural gas liquids	1 219	1 212	246	—	—
	Marketing Outlets	407	420	426	—	—
<b>Employees</b>	Number at December 31	2 823	2 246	2 038	649	320

## Notes:

1. Certain reclassifications have been made to the figures previously reported for earlier years to reflect subsequent changes in reporting presentation.
2. Financial and operating results are included from August 1, 1976 for Petro-Canada Exploration Inc. (formerly Atlantic Richfield Canada Ltd.) and from November 11, 1978 for Pacific Petroleum Ltd.
3. Long-term debt includes current maturities.
4. The proven reserves figures do not include synthetic crude oil reserves resulting from the Corporation's interest in the Syncrude Project.



# Sommaire (Finance et Exploitation) des cinq dernières années

	1980	1979	1978	1977	1976
<b>Sommaire des</b>					
<b>Bénéfices</b>					
Revenu	\$ 1 019 035	\$ 754 338	\$ 205 095	\$ 92 693	\$ 39 339
Dépenses	699 885	501 316	128 600	62 280	24 790
(en milliers de dollars)	319 150	253 022	76 495	30 413	14 549
Déduire: Provision pour impôts	155 464	121 968	42 109	20 898	11 216
Intérêt minoritaire	—	5 049	7 010	—	—
Bénéfice net avant dividendes	163 686	126 005	27 376	9 515	3 333
sur les actions privilégiées d'une filiale	107 937	95 846	13 636	—	—
Dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale	—	—	—	—	—
Bénéfice net après les dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale	\$ 55 749	\$ 30 159	\$ 13 740	\$ 9 515	\$ 3 333
<b>Autres données financières</b>					
(en milliers de dollars)					
Fonds de roulement provenant de l'exploitation	\$ 457 550	\$ 357 684	\$ 113 168	\$ 55 884	\$ 23 820
Dépenses en immobilisations	439 533	367 652	247 304	188 705	293 917
Acquisition de sociétés filiales	—	749 528	746 861	—	342 440
Actif total	3 766 766	3 411 321	3 348 913	878 696	721 016
Fonds de roulement (insuffisance)	135 205	186 063	82 824	(733)	13 988
Dettes à long terme (note 3)	283 075	329 506	337 116	214 000	240 000
Actions privilégiées émises par une filiale	1 464 375	1 464 375	1 464 375	551 148	—
Avoir de l'actionnaire étranger	1 114 599	978 850	802 691	—	387 133
<b>Production quotidienne</b>					
(nette avant redevances)					
Production domestique des puits de pétrole et de gaz liquides du gaz naturel	9,9 (milliards de m³)	11,1	10,9	4,4	4,4
- Pétrole brut et dérivés liquides du gaz naturel	9,3	11,5	10,7	2,5	2,5
Pétrole brut synthétique (milliards de m³)	1,5	1,2	—	—	—
Pétrole brut étranger (milliards de m³)	0,2	—	—	—	—
<b>Réserve</b>					
(nettes avant redevances)					
Intérieur (note 4)	48,7	48,8	51,4	24,1	25,3
- Pétrole brut et dérivés liquides du gaz naturel (milliards de m³)	115,4	107,5	118,9	23,2	22,6
Etranger	1,0	1,0	1,0	—	—
- Pétrole brut et dérivés liquides du gaz naturel (milliards de m³)	1 436	1 343	185	—	—
- Essence et distillat	407	420	426	—	—
Points de distribution	2 823	2 246	2 038	649	320
<b>Marketing</b>					
Employés	Nombre au 31 décembre				
Notes:					
1. On a reclassifié certains chiffres rapportés précédemment pour les années précédentes afin de refléter les changements ultérieurs dans la présentation.					
2. Les résultats financiers et de l'exploitation sont inclus depuis le 1 <sup>er</sup> août 1976 pour Petro-Canada Exploration Inc. (autrefois Atlantic Richfield Canada Ltd.) et depuis le 1 <sup>er</sup> novembre 1978 pour Pacific Petroleum Ltd.					
3. La dette à long terme inclut les échéances à court terme.					
4. Les chiffres donnés pour les réserves de brut synthétique provenant de l'intérêt de la Société dans le Projet Synchrude.					

*Les actions privilégiées émises par une filiale* comprennent les actions émises par Petro-Canada Exploration Inc. à un groupe de banques à charte canadiennes.

*L'avoir de l'actionnaire* représente l'investissement de l'actionnaire dans l'actif net de la Société. Le bilan le divise en deux catégories:

*Le capital* représente les versements reçus du Gouvernement du Canada pour l'achat des actions privilégiées et ordinaires de la Société;

*Les bénéfices non répartis* sont les bénéfices accumulés de la Société depuis son incorporation et qui ont été réinvestis dans les activités. Le calcul des bénéfices non répartis figure dans l'état des résultats et des bénéfices non répartis (page 30).

## L'état consolidé des résultats et des bénéfices non répartis

Alors que le bilan est une photo de la situation financière de la Société à une date donnée, soit le 31 décembre 1980, l'état des résultats et des bénéfices non répartis présente les résultats financiers des activités au cours d'une période de douze mois. Il indique d'où proviennent les résultats (bénéfices) de l'exercice. Il indique la provenance des revenus de la Société et les diverses catégories de frais encourus pour obtenir les revenus. Il mentionne également la provision pour les impôts sur le revenu et les dividendes sur actions privilégiées payés par Petro-Canada Exploration Inc. Dans la partie inférieure de l'état, on ajoute le bénéfice de l'exercice aux bénéfices non répartis au début de l'exercice pour obtenir les bénéfices non répartis à la fin de l'exercice. Ce montant figure au bilan dans l'avoir de l'actionnaire.

## L'état consolidé de l'évolution de la situation financière

L'état de l'évolution de la situation financière (page 31) indique la provenance des principaux fonds reçus pendant l'exercice et l'utilisation de ces fonds. La Société définit les "fonds" comme étant le fonds de roulement, à savoir la différence entre l'actif à court terme et le passif à court terme que l'on retrouve dans le bilan.

L'état commence par le bénéfice avant dividendes sur actions privilégiées de la filiale, tiré de l'état des résultats et des bénéfices non répartis, auquel on ajoute les charges déduites lors du calcul des bénéfices et n'impliquant pas un déboursé du fonds de roulement pendant l'exercice en cours (par exemple Amortissement et épuisement, impôts sur le revenu reportés, etc.). On obtient ainsi le fonds de roulement provenant de l'exploitation. Les autres provenances du fonds de roulement sont le Produit de l'émission d'actions et les Avances sur les livraisons futures de gaz naturel. Les principales utilisations du fonds de roulement sont déduites du total des provenances pour déterminer l'évolution du fonds de roulement pendant l'exercice. À ce montant, on ajoute le fonds de roulement au début de l'exercice et on obtient le fonds de roulement au 31 décembre 1980.

## Notes des états financiers consolidés

La note 1 (pages 32 et 33) résume les principales méthodes comptables suivies par la Société. Ce résumé indique les méthodes utilisées pour préparer les états financiers consolidés; l'évaluation des stocks; la comptabilisation des placements; la capitalisation des coûts des immobilisations et la méthode d'imputation de ces coûts au bénéfice selon la durée des éléments de l'actif. Le résumé indique également la méthode de comptabilisation des charges reportées, des frais de recherche et des impôts sur le revenu, et la méthode de conversion des données financières étrangères en dollars canadiens.

Les autres notes divulguent les renseignements nécessaires pour se conformer aux principes comptables généralement reconnus et fournissent des informations et des analyses complémentaires sur des postes importants.

## Chiffres correspondants

Le bilan au 31 décembre 1979 ainsi que les résultats d'exploitation et l'évolution de la situation financière de 1979 sont donnés à titre de comparaison.



13. Événement subséquent

En vertu de l'accord conclu avec l'actionnaire majoritaire de Petrofina Canada Inc., le 2 février 1981, la Société a convenu de faire une offre pour l'achat de toutes les actions ordinaires émises et en circulation de Petrofina Canada Inc. pour une contrepartie initiale globale d'environ 1,46 milliard de dollars. L'accord, qui est soumis à certaines conditions, réglementations et approbations, prévoit l'achat d'au moins 51% des actions en 1981. Le solde peut être acheté au cours des exercices 1982 et 1983 et l'accord prévoit une augmentation du prix d'achat de ces actions en raison du facteur d'intérêt. Les fonds pour l'achat seront fournis conjointement par le Gouvernement et par du financement bancaire.

## Introduction à la lecture des états financiers

Le résumé suivant des rapports des activités de Petro-Canada a pour but d'énoncer la méthode de présentation financière de la Société et d'aider le lecteur à mieux comprendre les données présentées dans les états financiers consolidés.

Les états financiers consolidés présentés aux pages 28 à 42 résument les registres comptables de Petro-Canada et de ses filiales. Ils comportent le bilan, l'état des résultats et des bénéfices non répartis et l'état de l'évolution de la situation financière, ainsi que des notes explicatives.

### Le bilan consolidé

Le bilan (pages 28 et 29) est un résumé de l'actif, du passif et de l'avoir de l'actionnaire de la Société à une date précise qui constitue la fin de l'exercice financier de la Société, à savoir le 31 décembre 1980.

**Actif** - L'actif est divisé en quatre catégories:

**L'actif à court terme** comprend l'encaisse et les postes qui doivent être convertis en espèces ou utilisés pour les activités dans l'année qui suit la date du bilan;

**Les placements** représentent les intérêts de la Société dans d'autres compagnies dans lesquelles elle détient 50% ou moins du capital;

**Les immobilisations** comprennent principalement les placements dans des territoires pétroliers et gazières et dans des installations connexes devant servir aux activités de la Société. Les immobilisations sont indiquées au prix coûtant moins les frais d'amortissement et d'épuisement imputés aux bénéfices;

**Les charges reportées** sont des frais encourus qui représentent une contribution éventuelle à des revenus futurs et qui seront imputés aux bénéfices au cours d'exercices postérieurs.

**Passif** - Le bilan divise le passif en cinq catégories:

**Le passif à court terme** englobe les montants dus par la Société et qu'elle devrait payer dans l'année qui suit la date du bilan;

**La dette à long terme** comprend les emprunts auprès des banques et autres institutions qui sont remboursables sur une période de temps commençant plus d'un an après la date du bilan;

**Les avances sur les livraisons futures de gaz naturel** représentent les versements reçus par la Société en vertu des dispositions des contrats de type "à prendre ou à payer" pour le gaz naturel non livré. Les revenus seront inclus dans les bénéfices lorsque le gaz sera livré;

**Les impôts sur le revenu reportés** sont obtenus en déduisant certains coûts, lors du calcul du revenu imposable d'un exercice donné, d'un montant supérieur à celui dont ces coûts sont déduits du revenu dans les rapports financiers de cet exercice. Les exemples typiques sont les frais d'exploration, que l'on peut déduire du revenu lors du calcul des impôts sur le revenu payables au cours de l'exercice où on les a dépensés, mais qui sont déduits du revenu dans les rapports financiers pendant un certain nombre d'exercices. Les impôts sur le revenu reportés ne sont pas un élément du passif mais constituent plutôt le montant cumulé dont les provisions pour les impôts sur le revenu, indiquées dans les états financiers, dépassent les impôts sur le revenu payables présentement, en utilisant les déductions autorisées en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu;



Les autres éléments d'actif sectoriels comprennent l'encaisse et les dépôts à court terme; les placements dans d'autres sociétés, l'actif général de la Société et diverses opérations.

	1980	1979	1980	1979	1980	1979
Ressources naturelles	\$2 919 403	\$2 598 080	\$386 016	\$288 036	\$3 766 766	\$3 411 321
Produits de pétrole raffiné	223 085	106 858	17 399	4 220	475 728	546 266
Dérivés liquides du gaz naturel	148 550	160 117	1 212	41 034		
Autres			34 906	34 362		
					\$439 533	\$367 652
Éléments d'actif sectoriels	1980	1979	1980	1979		
Dépense en capital						

Les éléments d'actif sectoriels au 31 décembre, et le montant de la dépense en capital de l'exercice, par secteur commercial se présentent comme suit:

\* Après élimination des transferts intersectoriels qui sont comptabilisés à la valeur du marché.

Bénéfice net de l'exercice avant les dividendes sur actions privilégiées de la filiale	\$126 005					
Revenu d'intérêt	29 319					
Participation au bénéfice des sociétés affiliées	15 580					
Gain sur le change étranger	1 746					
Frais généraux et d'administration	(48 463)					
Intérêt sur la dette à long terme	(17 626)					
Autres frais	(515)					
Gain à la vente d'une partie du placement dans le projet Synchrude	14 532					
Provision pour impôts sur le revenu	(121 968)					
Intérêt minoritaire	(5 049)					
	(132 444)					
Total des frais d'exploitation	199 559	168 931	91 046	434 712*		
Amortissement et épuisement	120 277	3 538	5 009	128 824		
Coûts des produits et frais d'exploitation	79 282	165 393	86 037	305 888*		
Total du revenu d'exploitation	403 087	195 774	119 124	693 161*		
Ventes aux clients	\$391 729	\$182 308	\$119 124	\$693 161		
Transferts intersectoriels	11 358	13 466	—	—		
Ressources naturelles						
Produits de pétrole raffiné						
Dérivés liquides du gaz naturel						
Total						

1979

## 12. Information sectorielle

La Société fait principalement affaire dans les secteurs suivants:

Secteur commercial	Exploitation
Ressources naturelles	Exploitation, activités d'accès et de production du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de terrain, du soufre, des sables pétroliers, du charbon et des minéraux.
Produits de pétrole raffiné	Raffinage de pétrole brut en produits du pétrole, distribution et mise en marché de ceux-ci et des produits de pétrole raffiné achetés.
Dérivés liquides du gaz naturel	Extraction des liquides du gaz naturel; transport, distribution et mise en marché de dérivés liquides du gaz naturel.

Les résultats financiers de l'exploitation par secteur commercial se présentent comme suit:

1980	Produits de pétrole raffiné	Dérivés liquides du gaz naturel	Total
Ressources naturelles	\$508 866	\$251 086	\$975 398
Transferts intersectoriels	15 958	4 306	—
Total du revenu d'exploitation	524 824	255 392	975 398*
Coûts des produits et frais d'exploitation	132 058	220 089	463 429*
Amortissement et épuisement	125 644	5 036	141 960
Total des frais d'exploitation	257 702	225 125	605 389*
Bénéfice d'exploitation	\$267 122	\$ 30 267	370 009
Revenu d'intérêt			28 019
Participation au bénéfice des sociétés affiliées			16 026
Perte sur le change étranger			(408)
Frais généraux et d'administration			(70 507)
Intérêt sur la dette à long terme			(22 850)
Autres frais			(1 139)
Provision pour impôts sur le revenu			(155 464)
Bénéfice net de l'exercice avant les dividendes sur actions privilégiées de la filiale			(206 323)
			\$163 686

## 11. Engagements et passif éventuel

### Engagements

En plus des engagements encourus dans le cours normal des affaires, la Société a conclu les engagements suivants au 31 décembre 1980:

- (a) La Société a conclu une entente pour participer à la construction d'un nouvel immeuble de bureaux à Calgary et a aussi conclu une entente pour participer à la construction d'un navire de forage au large. Ces projets exigeront un engagement de la Société d'environ \$183 600 000 qu'elle prévoit financer au moyen d'emprunts hypothécaires. De plus, la Société a convenu de conclure des contrats de location à long terme pour l'utilisation du navire de forage au large et l'utilisation de l'immeuble de bureaux.
- (b) La Société a loué certains navires de forage au large pour des périodes de un à quatre ans. Les loyers se chiffrent à environ: 1981 — \$65 800 000, 1982 — \$123 000 000, 1983 — \$96 700 000 et 1984 — \$65 200 000. La Société utilisera ces navires pour les projets d'exploitation effectués au cours de la saison de forage canadienne et les loyers seront partagés avec d'autres compagnies participantes. De plus, on a l'intention de sous-louer les navires de forage lorsqu'ils ne sont pas utilisés pour ces projets.
- (c) La Société participe à un projet exploité par Syncrude Canada Ltd. qui a pour but de produire du pétrole brut synthétique à partir des sables bitumineux de l'Athabasca. Les installations, qui ne sont pas détenues par les participants, associées au Projet Syncrude consistent en une usine génératrice d'électricité et de vapeur, un pipe-line de gaz combustible et un pipe-line pour transporter le produit de l'usine à Edmonton. La Société et les autres participants ont des ententes d'utilisation minimale portant sur ces installations.

### Passif éventuel

Le 9 janvier 1980, Atlantic Richfield Company a signifié une demande introductive d'instance à la Société et à PEX demandant que la Société agisse de sorte que PEX intente une action en dommages-intérêts monétaires de \$12 039 000 contre le Gouvernement de la Saskatchewan (lesquelles lois ont par la suite été déclarées non constitutionnelles) avant l'époque où la Société a acquis les actions de PEX de Atlantic Richfield Company. La demande introductive d'instance demande à la Cour, entre autres, certains dégrèvements injonctifs et dommages-intérêts généraux au montant de \$20 000 000.

Avant de recevoir la demande introductive d'instance, PEX avait exécuté un acte de cession et de transfert de droit avec le Gouvernement de la Saskatchewan selon lequel les versements effectués en vertu de la loi non constitutionnelle ont été crédités à un montant cotisé aux termes de la loi intitulée "Oil Well Income Tax Act, 1978" pour la même période que celle couvrant les versements déjà effectués. La Direction croit, sur la foi de l'avis des conseillers juridiques, qu'aucune provision n'est requise pour la demande dans les comptes de la Société.



La provision pour impôts sur le revenu de \$155 464 000 (1979 — \$121 968 000) représente un taux réel de 48,8% (1979 — 48,2%) sur le bénéfice avant impôts de \$319 150 000 (1979 — \$253 022 000). La provision a été calculée comme suit:

1980	1979
\$319 150	\$253 022
Bénéfice avant impôts sur le revenu .....	
Ajouter (déduire)	
Redevances et autres paiements à des gouvernements provinciaux ..	213 231
Déductions fédérales	
Déduction en matière de ressources .....	(132 791)
Épuisement fiscal .....	(94 730)
Déductions au titre de l'exploration en régions éloignées .....	(5 198)
Intérêt non déductible sur les Débentures	
bancaires à intérêt conditionnel (note 6) .....	12 879
Portion non imposable du gain en capital .....	(39)
Amortissement de l'excédent de la valeur attribuée sur la	
valeur comptable de l'actif acquis lors de l'achat de filiales .....	48 520
Participation au bénéfice de sociétés affiliées .....	(16 026)
Autre .....	(4 326)
340 670	295 491
Taux combiné d'impôts sur le revenu canadiens	
fédéral et provinciaux à 48,8% (1979 — 47%) .....	166 247
Déduire rabais et crédits fiscaux	
Programmes de rabais provinciaux d'impôts sur le revenu .....	(10 783)
Crédit d'impôt fédéral à l'investissement .....	—
Provision pour impôts sur le revenu .....	\$155 464
	\$121 968

10. Chiffres correspondants  
Certaines reclassifications ont été apportées aux chiffres correspondants de 1979 afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice courant.

## 7. Actions privilégiées émises par une filiale

Les actions privilégiées ont été émises par PEX et comportent 12 500 000 actions privilégiées, sans droit de vote, rachetables, à dividende cumulatif à taux variable, émises à \$100 US par action à un groupe de banques à charte canadiennes.

Les actions sont rachetables, au gré de PEX, à \$100 US par action, plus les dividendes accumulés, sauf dans la mesure où les actions en excès de 3 125 000 sont rachetées avant le 10 novembre 1981, ces actions excédentaires sont rachetables à une prime de \$2 US par action.

Les dividendes cumulatifs, payables trimestriellement, sont basés sur le pourcentage, au gré de PEX, soit des taux de base des États-Unis, soit des taux LIBOR (London Inter-Bank Offered Rates) des banques. Le taux de dividende était d'environ 10% par an au 31 décembre 1980.

En vertu des conditions d'une entente entre les banques et la Société, si PEX n'exerce pas son droit d'achat des actions sur une période de dix ans commençant le 31 décembre 1983 ou si certains événements ont lieu en vertu des dispositions de l'entente, les banques ont le droit d'exiger que la Société achète les actions à \$100 US plus les dividendes courus.

## 8. Capital

Autorisé:

Le capital initial autorisé de la Société était de \$500 millions répartis en 100 actions ordinaires d'une valeur nominale de \$5 millions chacune. Ce capital initial fut porté à 116 actions ordinaires à l'acquisition du capital-actions de Panarctic Oils Ltd., antérieurement détenu par le Gouvernement du Canada.

En vertu de la Loi créant Petro-Canada et sous réserve de certaines conditions et limites quant au montant global, le capital autorisé de la Société est augmenté par l'émission d'actions privilégiées. Par conséquent, les actions privilégiées autorisées et émises représentent un montant identique en tout temps. Ces actions privilégiées ont une valeur au pair de \$1 chacune, sont rachetables au pair au gré de la Société, ne comportent aucun taux déclaré de dividende et ce dividende n'est pas cumulatif.

Emis (au Gouvernement du Canada):

1980		1979	
Nombre d'actions	Contrepartie	Nombre d'actions	Contrepartie
<b>Actions ordinaires</b>			
116	\$580 000	88	\$440 000
—	—	28	140 000
116	\$580 000	116	\$580 000
Solde au début de l'exercice .....			
Au comptant .....			
Solde à la fin de l'exercice .....			
<b>Actions privilégiées</b>			
343 799 853	\$343 800	337 799 853	\$337 800
80 000 000	80 000	6 000 000	6 000
423 799 853	\$423 800	343 799 853	\$343 800
Solde au début de l'exercice .....			
Au comptant .....			
Solde à la fin de l'exercice .....			

6.

Dettes à long terme

La dette à long terme comporte:

En dollars canadiens		Echéance		
		1980	1979	
En dollars américains	Dettes bancaires à intérêt conditionnel	1983	\$140 000	\$180 000
	Hypothèques 6,25% - 14,75%	1985	1 549	1 640
	Autre dette à long terme, ne portant pas intérêt	1987	2 800	3 200
En dollars américains	Billets non garantis 9% (\$60 000 000 US)	1996	71 116	71 078
	Billets non garantis 8,45% (\$30 000 000 US)	1987	35 539	35 539
	Billets non garantis 5,25% (\$22 100 000 US)	1985	26 351	30 817
	Hypothèques 5,75% - 6,25% (\$3 734 000 US)	1988	4 485	5 096
	Billets garantis 6,5% (\$977 000 US)	1982	1 235	2 136
Moins le capital échéant d'ici un an			283 075	329 506
			61 668	47 270
			\$221 407	\$282 236

Dettes bancaires à intérêt conditionnel

Les Dettes bancaires à intérêt conditionnel sont détenues par une banque à charte canadienne et portent intérêt à environ 50% (1979 - 52%) du taux d'intérêt préférentiel de cette banque, tel que déclaré de temps à autre. Selon la Loi de l'impôt sur le revenu, aucune déduction n'est admise pour le coût de l'intérêt relié aux Dettes bancaires à intérêt conditionnel (note 9).

Bien que les Dettes bancaires à intérêt conditionnel ne soient pas garanties par quelque lien que ce soit sur l'actif de la Société, il existe tout de même certaines restrictions quant à la possibilité d'aliéner ou d'engager le placement que la Société possède dans PEX.

Remboursement de la dette à long terme

Les remboursements annuels des billets non garantis 9% et 8,45% commenceront en 1981 et 1982 respectivement. Toutes les autres valeurs sont présentement sujettes aux remboursements annuels minimums.

Le remboursement de la dette à long terme au cours de chacun des cinq prochains exercices est comme suit:

1981 - \$61 668 000	1982 - \$66 353 000	1983 - \$56 406 000
1984 - \$16 338 000	1985 - \$16 127 000	



## Immobilisations

Les immobilisations comprennent:

	1980		1979	
	Coût	Amortissement et épuisement accumulés	Net	Net
Territoires gazéifères et pétrolières				
Canada				
— Hors des régions éloignées.....	\$2 205 664	\$229 371	\$1 976 293	\$1 850 057
— Régions éloignées.....	376 338	58 510	317 828	214 185
Étranger.....	93 881	9 987	83 894	67 866
Sables bitumineux				
— Projet Syncrude et concessions afférentes.....	293 135	10 273	282 862	280 427
— Autres concessions de ce secteur et dépenses s'y rapportant.....	41 639	6 301	35 338	19 603
Raffinage et mise en marché.....	61 742	7 776	53 966	44 816
Dérivés liquides du gaz naturel.....	128 077	6 827	121 250	125 575
Pipe-lines et autres immobilisations.....	89 790	10 480	79 310	65 793
	\$3 290 266	\$339 525*	\$2 950 741	\$2 668 322

\* Composé d'amortissement corporel — \$56 464 000, d'épuisement — \$207 396 000 et d'amortissement incorporé — \$75 665 000 (au 31 décembre 1979 — \$26 998 000, \$127 670 000 et \$44 411 000 respectivement).

## Charges reportées

Les charges reportées comportent:

1980		1979	
Au prix coûtant:			
Projets pétrole lourd.....	\$ 7 090	\$ 12 647	
Projet Gaz polaire.....	15 372	13 501	
Projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique.....	10 899	7 502	
Autre.....	6 631	3 582	
Moins l'amortissement:			
Frais relatifs à la dette.....	434	585	
Programme de mise en marché.....	1 117	—	
	\$ 41 543	\$ 37 817	

## 2.

## Stocks

Les stocks se composent de:

	1980	1979
Pétrole brut étranger .....	\$ 51 356	\$ —
Pétrole brut, produits raffinés et marchandises .....	43 796	25 022
Matériel et fournitures .....	32 062	26 206
	<u>\$127 214</u>	<u>\$ 51 228</u>

## 3.

## Placements

Les placements de la Société comprennent:

	1980	1979
À la valeur comptable		
Westcoast Transmission Company Limited .....	\$163 012	\$157 516
Panarctic Oils Ltd. ....	117 598	108 553
Pacific Northern Gas Ltd. ....	2 559	2 287
Autre, au coût .....	8 648	7 530
	<u>\$291 817</u>	<u>\$275 886</u>

Westcoast Transmission Company Limited

Au 31 décembre 1980, la Société détenait 35,2% du total des actions ordinaires en circulation de Westcoast Transmission Company Limited. Westcoast a des actions ordinaires en réserve pour émission aux détenteurs de droits de souscription et de droits d'achat d'actions. Si toutes les actions réservées étaient émises, l'intérêt de la Société dans Westcoast serait réduit à 31,1%.

La valeur attribuée au placement dans Westcoast excède la valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition de \$33 388 000. Cet excédent est amorti sur les vies utiles estimatives des éléments d'actif sous-jacents s'y rapportant par une imputation à la part de la Société dans le bénéfice net de Westcoast.

Westcoast est une compagnie d'utilité publique réglementée et est assujettie à des directives de réglementation qui peuvent changer les composantes du coût du service. Les changements résultant de ces directives n'ont pas d'effet direct sur le bénéfice net en raison des considérations du taux de rendement sur la base des tarifs qui entrent aussi en ligne de compte dans le processus de réglementation.

Au 31 décembre 1980, la valeur à la cote du placement de la Société dans Westcoast était de \$189 333 000 (1979 - \$184 560 000).

Panarctic Oils Ltd.

Au 31 décembre 1980, la Société détenait environ 45% des actions ordinaires émises de Panarctic Oils Ltd. Ces actions ne sont pas transigées sur le marché libre et, par conséquent, elles n'ont pas de valeur à la cote. Les activités de Panarctic Oils Ltd. en sont à l'étape exploratoire et tous les frais moins le revenu divers ont été capitalisés; la compagnie est censée ne pas avoir gagné de profit ou supporté de perte. La Société s'est engagée à dépenser environ \$6 000 000 relativement au financement permanent de Panarctic.

- La plupart des activités d'exploration et de production de la Société relatives au pétrole et au gaz sont exploitées conjointement avec d'autres parties. Les états financiers ne tiennent compte que de l'intérêt proportionnel de la Société dans ces activités.
- Les frais d'intérêt de la dette attribuable à la construction de nouvelles installations importantes sont capitalisés au cours de la période de construction.
- L'amortissement des immobilisations (sauf comme il est noté ci-dessus) se fait selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation ou selon la méthode de l'amortissement linéaire selon le cas. L'amortissement linéaire varie de 4% à 25%.
- e) Charges reportées
- La Société reporte les coûts encourus sur les études de faisabilité reliées aux évaluations économiques et à l'ingénierie préliminaire relativement:
- (i) À la production d'hydrocarbures provenant de gisements de pétrole lourd classique
  - (ii) Au projet Gaz polaire
  - (iii) Au projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique
  - (iv) À d'autres activités – transport et raffinage.
- Lorsque la production ou l'activité commerciale d'un projet particulier commence, les dépenses connexes seront portées aux immobilisations et imputées au bénéfice selon la vie utile estimative du projet. Advenant que l'on décide de ne pas procéder avec un projet particulier, tous les coûts connexes seront alors imputés au bénéfice.
- Les coûts du projet "Gaz polaire" ont trait aux études de faisabilité reliées à un gazoduc des îles de l'Arctique vers l'est du pays. Selon l'accord de participation, les participants pourront considérer les coûts encourus comme un placement de participation dans une compagnie constituée pour construire et exploiter le gazoduc, ou être remboursés à même le financement de cette compagnie, le tout étant sujet à la possibilité de réaliser le projet et à l'approbation des organismes de réglementation.
- Certains des coûts relatifs au programme de mise en marché de la Société sont reportés et amortis selon la méthode linéaire sur une période de cinq ans.
- Les frais d'émission de dette sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de la dette. L'amortissement est inclus à l'intérêt sur la dette à long terme à l'état consolidé des résultats et des bénéfices non répartis.
- f) Frais de recherche
- Les frais de recherche sont imputés au bénéfice lorsque engagés.
- g) Impôts sur le revenu
- La Société fait toutes les provisions requises pour les impôts sur le revenu reportés du fait qu'elle réclame pour fins d'impôt un amortissement, des coûts d'exploration et d'exploitation et d'autres coûts qui dépassent les montants imputés aux frais dans les états financiers.
- h) Conversion des devises étrangères
- L'actif à court terme et le passif à court terme sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Le gain ou la perte qui en résulte est inclus au bénéfice. L'actif à long terme, le passif et les actions privilégiées émises par une filiale sont convertis aux taux en vigueur aux dates où l'actif a été acquis, l'obligation encourue ou le capital-actions émis. Les postes de revenus et de frais sont convertis aux taux moyens en vigueur durant l'exercice à l'exception de l'épuisement et de l'amortissement, corporel et incorporel, qui reflètent les taux en vigueur lorsque l'actif a été acquis.



# Notes des états financiers consolidés

31 décembre 1980

(les montants dans les tableaux sont indiqués en milliers de dollars)

## 1. Résumé des principales pratiques comptables

### a) Principe de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada et de sa filiale, Petro-Canada Exploration Inc. ("PEX") et de toutes les filiales de celle-ci (la "Société"). L'excédent de la contrepartie versée pour les actions des filiales sur les valeurs comptables nettes sous-jacentes aux dates d'acquisition a été réparti à l'actif connexe acquis.

### b) Stocks

Les stocks sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

### c) Placements

La Société comptabilise ses placements dans les sociétés sur lesquelles elle exerce une influence prépondérante selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Les autres placements à long terme sont comptabilisés à la valeur d'acquisition.

### d) Immobilisations

La Société a adopté, pour ses propriétés pétrolières et gazeuses, la méthode de capitalisation du coût entier selon laquelle tous les coûts se rapportant à l'exploration et à l'exploitation de ces réserves pétrolières et gazeuses sont capitalisés. Ces coûts incluent les frais d'acquisition des concessions, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les frais de possession sur les territoires non exploités, les coûts de forage tant des puits productifs que des puits improductifs et les frais généraux ayant trait à l'exploration.

On a établi des centres de coûts séparés pour les régions du Canada autres que les régions éloignées, pour chacune des cinq régions éloignées du Canada et chacune des régions étrangères où la Société détient un intérêt. Les coûts encourus dans les régions du Canada autres que les régions éloignées et dans les régions étrangères productives sont amortis séparément selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation basée sur les estimations de réserves pétrolières et gazeuses prouvées. Aux fins du calcul de l'épuisement, on convertit la production et les réserves de gaz naturel en quantités équivalentes de barils de pétrole brut en se basant sur le contenu relatif d'énergie de chaque produit.

Les coûts annuels encourus dans les autres centres séparés sont amortis selon la méthode linéaire durant la période au cours de laquelle on prévoit poursuivre les travaux d'exploration dans chaque région. Là où l'exploration se révèle fructueuse, l'amortissement linéaire cessera et le solde non amorti du centre de coûts sera réparti selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation lorsque débutera la production. Là où les résultats de l'exploration se seront avérés négatifs et où le centre de coûts aura été abandonné ou condamné, le solde non amorti de ce centre de coûts sera alors imputé au bénéfice.

Les coûts des immobilisations se rapportant au Projet Synchrude et aux concessions connexes sont accumulés dans un centre de coûts distinct et sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation. Les dépenses se rapportant aux autres concessions des sables bitumineux sont aussi accumulées dans des centres de coûts distincts et sont amorties, réparties ou autrement imputées au bénéfice selon la politique énoncée au paragraphe précédent.

# Etat consolidé de l'évolution de la situation financière

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1980

(en milliers de dollars)

1980	1979
Provenance du fonds de roulement	
Bénéfice net de l'exercice avant dividendes	\$ 126 005
sur actions privilégiées de la filiale	
Ajouter les postes n'affectant pas le fonds de roulement	293 864
Fonds de roulement provenant de l'exploitation	457 550
Produit de l'émission d'actions	80 000
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	19 891
Produit de l'émission de la dette à long terme	—
Réduction de l'encaisse détenue pour placement	—
Produit de la vente d'une partie du placement dans le Projet Synchrude	—
	557 441
	1 363 972
Utilisation du fonds de roulement	
Acquisition d'immobilisations	424 379
Dividendes sur actions privilégiées versés par la filiale	107 937
Réduction de la dette à long terme	60 829
Augmentation des placements	10 163
Augmentation des charges reportées	4 991
Acquisition des actions de Pacific Petroleum Ltd.	—
	608 299
Augmentation (diminution) du fonds de roulement	(50 858)
Fonds de roulement au début de l'exercice	186 063
Fonds de roulement à la fin de l'exercice	\$ 135 205

# Etat consolidé des résultats et des bénéfices non répartis

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1980

(en milliers de dollars)

	1980	1979
<b>Revenus</b>		
Exploitation	\$ 975 398	\$ 693 161
Intérêt	28 019	29 319
Participation au bénéfice des sociétés affiliées	16 026	15 580
Gain (perte) sur le change étranger	(408)	1 746
	<u>1 019 035</u>	<u>739 806</u>
<b>Frais</b>		
Exploitation	463 429	305 888
Amortissement et épuisement	141 960	128 824
Frais généraux et d'administration	70 507	48 463
Intérêt sur la dette à long terme	22 850	17 626
Recherche	1 139	515
	<u>699 885</u>	<u>501 316</u>
<b>Bénéfice avant les postes notés ci-dessous</b>	<b>319 150</b>	<b>238 490</b>
Gain à la vente d'une partie du placement dans le Projet Synchrude	—	14 532
Provision pour impôts sur le revenu (note 9)	156 407	117 879
Reportés	—	4 089
Exigibles	(943)	121 968
	<u>163 686</u>	<u>131 054</u>
<b>Intérêt minoritaire</b>	<b>—</b>	<b>5 049</b>
<b>Bénéfice net de l'exercice avant dividendes sur actions privilégiées de la filiale</b>	<b>163 686</b>	<b>126 005</b>
Dividendes sur actions privilégiées de la filiale (note 7)	107 937	95 846
<b>Bénéfice net de l'exercice après dividendes sur actions privilégiées de la filiale</b>	<b>55 749</b>	<b>30 159</b>
<b>Bénéfices non répartis au début de l'exercice</b>	<b>55 050</b>	<b>24 891</b>
<b>Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice</b>	<b>\$ 110 799</b>	<b>\$ 55 050</b>



# Passif

	1980	1979
<b>Passif à court terme</b>		
Comptes-fournisseurs et frais courus	\$ 285 792	\$ 193 123
Portion de la dette à long terme échéant d'ici un an	61 668	47 270
Impôts sur le revenu à payer	—	2 840
	<u>347 460</u>	<u>243 233</u>
Dette à long terme (note 6)	221 407	282 236
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	37 187	17 296
Impôts sur le revenu reportés	581 738	425 331
Actions privilégiées émises par une filiale (note 7)	1 464 375	1 464 375
<b>Avoir de l'actionnaire</b>		
<b>Capital (note 8)</b>		
Actions privilégiées	423 800	343 800
Actions ordinaires	580 000	580 000
	<u>1 003 800</u>	<u>923 800</u>
Bénéfices non répartis	110 799	55 050
	<u>1 114 599</u>	<u>978 850</u>
Engagements et passif éventuel (note 11)		
	<u>\$3 766 766</u>	<u>\$3 411 321</u>

# Bilan consolidé

au 31 décembre 1980

(en milliers de dollars)

## Actif

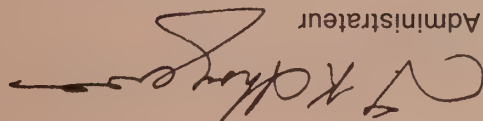
	1980	1979
Actif à court terme		
Encaisse et dépôts à court terme	\$ 72 690	\$ 177 308
Comptes-clients	257 119	195 054
Stocks (note 2)	127 214	51 228
Dépôts et frais payés d'avance	25 642	5 706
Placements (note 3)	482 665	429 296
Immobilisations, net (note 4)	2 950 741	2 668 322
Charges reportées (note 5)	41 543	37 817

Approuvé au nom du Conseil d'administration

Administrateur



Administrateur



\$3 766 766

\$3 411 321

# Responsabilité de la Direction pour les états financiers

Les états financiers ont été préparés par la Direction conformément aux principes comptables généralement reconnus et appropriés dans les circonstances. La Direction est également responsable des autres renseignements contenus dans le Rapport annuel et qui correspondent, le cas échéant, à ceux contenus dans les états financiers. La Direction est aussi responsable d'instaurer et de tenir un système de contrôle interne permettant de garantir raisonnablement la fourniture de renseignements financiers fiables. La Société a un service de vérification interne chargé d'examiner le système de contrôle interne pour s'assurer qu'il est adéquat et fonctionne convenablement.

Le Conseil d'administration est tenu de s'assurer que la Direction remplit ses obligations concernant les rapports financiers et le contrôle interne. Le Conseil assume ses responsabilités par l'entremise de son Comité de vérification, composé en majorité d'administrateurs qui ne sont pas à l'emploi de la Société.

Le Comité remonte la Direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes au moins quatre fois par an pour s'assurer que les responsabilités sont convenablement assumées et pour examiner les états financiers.

Les vérificateurs externes, Peat, Marwick, Mitchell & Cie, effectuent un examen indépendant, conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et donnent leur avis sur les états financiers. Leur vérification comporte un examen et une évaluation du système de contrôle interne de la Société et des sondages et procédés appropriés pour s'assurer de façon raisonnable que les états financiers sont présentés fidèlement. Les vérificateurs externes ont pleinement et gratuitement accès au Comité de vérification du Conseil d'administration.

## Rapport des vérificateurs



Peat, Marwick, Mitchell & Cie

À l'honorable Marc Lalonde, C.P., député  
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada  
Chambre des Communes  
Ottawa, Canada

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1980 ainsi que les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière de la Société au 31 décembre 1980 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Nous estimons également, en vertu de l'article 77(1) de la Loi sur l'administration financière, qu'à notre avis, la Société a tenu les livres de comptabilité appropriés et que les opérations de la Société venues à notre connaissance étaient de la compétence de la Société.

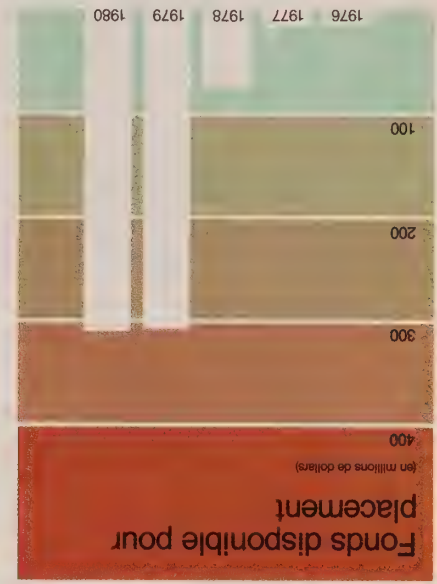
*Peat, Marwick, Mitchell & Cie*

Comptables agréés

Calgary, Canada  
le 25 février 1981

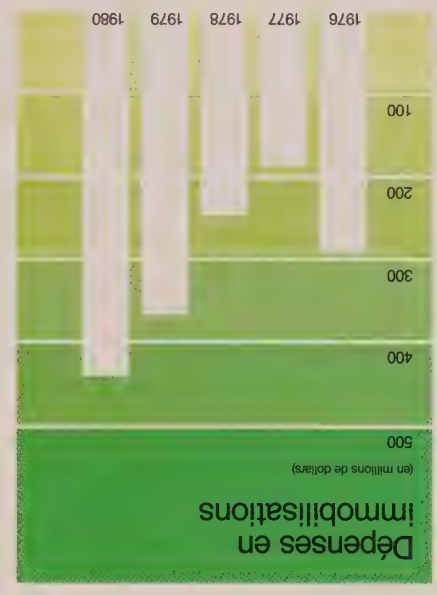


# Fonds disponible pour placement



Petro-Canada a produit un fonds disponible pour placement de \$308,7 millions. Ce montant comporte le fonds provenant de l'exploitation (\$457,5 millions), plus les avances sur les livraisons futures de gaz naturel (\$19,9 millions), moins les obligations pour la dette à long terme (\$60,8 millions) et les dividendes sur actions privilégiées (\$107,9 millions).

# Dépenses en capital

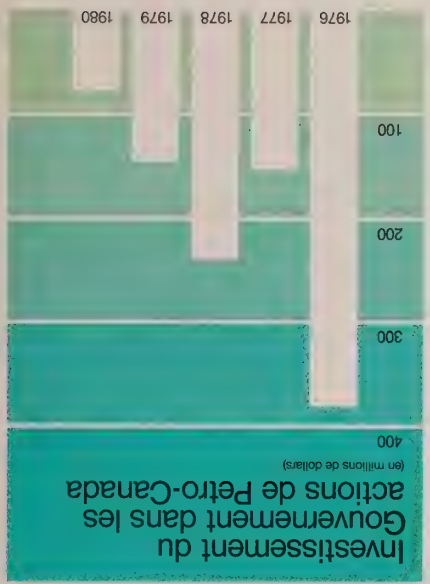


Les dépenses en capital ont augmenté de \$367,7 millions en 1979 à \$439,5 millions en 1980 et se décomposent comme suit:

Exploration et exploitation de pétrole et de gaz	\$ 360,6
Autres actifs de la Société	19,2
Projets des sables bitumineux (sauf Syncrude)	18,7
Raffinage et mise en marche	14,3
Projet Syncrude	10,3
Placements (principalement Panarctic)	10,2
Gaz polaire, Pétrole lourd, Gaz naturel liquéfié de l'Arctique et autres études de praticabilité (charges reportées)	5,0
Dérivés liquides du gaz naturel	1,2
	\$ 439,5

Ces dépenses ont été financées par le fonds disponible pour placement (\$308,7 millions), l'émission d'actions privilégiées (\$80 millions) et une diminution du fonds de roulement (\$50,8 millions).

# Actif

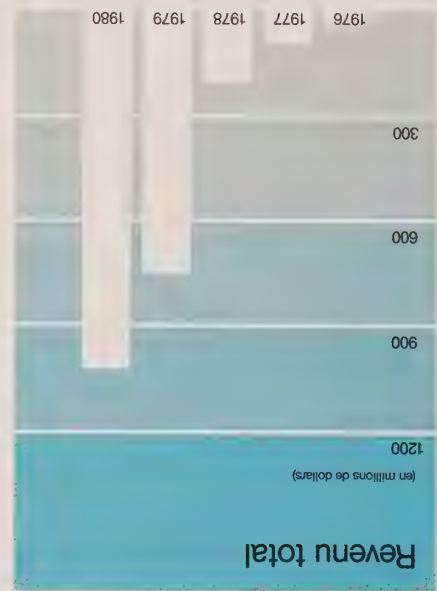


A la fin de l'année 1980, l'actif consolidé atteignait un total de \$3 766,8 millions se décomposant comme suit: actif à court terme (\$482,7 millions); placements, surtout dans Westcoast Transmission et Panarctic (\$291,8 millions); immobilisations (\$2 950,7 millions); et charges reportées (\$41,6 millions). En déduisant le passif et les impôts sur le revenu reportés (au total \$1 187,8 millions) et les actions privilégiées émises par Petro-Canada Exploration Inc. (\$1 464,4 millions), on obtient l'avoir de l'actionnaire d'une valeur comptable de \$1 114,5 millions. A la fin de l'exercice, l'avoir du Gouvernement du Canada comprenait des actions ordinaires (\$580 millions) et des actions privilégiées (\$423,8 millions) pour un total de \$1 003,8 millions. Pour leur part, les bénéfices non répartis atteignaient \$110,8 millions.

# Revue financière

Les résultats financiers de Petro-Canada pour l'année 1980 indiquent une croissance continue des revenus, du bénéfice, du fonds d'exploitation et des dépenses en capital. Ces résultats rehausseront la situation financière actuelle de la Société et constituent une solide base de croissance et d'expansion futures.

## Revenus



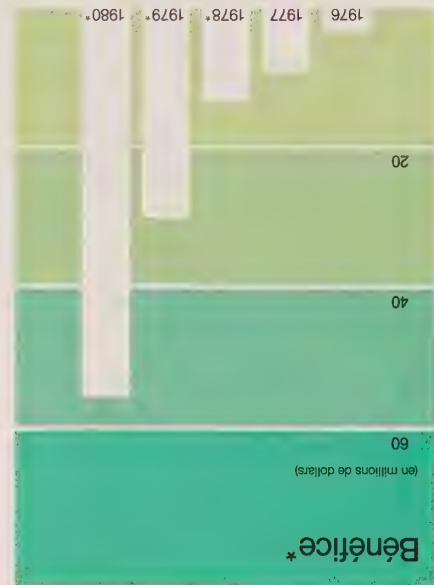
Les revenus d'exploitation sont passés de \$693,2 millions en 1979 à \$975,4 millions, soit une augmentation de \$282,2 millions (40,7 pour cent). L'augmentation est due à la hausse du prix du pétrole brut, du gaz naturel et des produits pétroliers; à l'inclusion des revenus du Projet Syncrude comparativement à seulement six mois en 1979 et au démarrage des activités des installations d'extraction d'éthane à Empress. L'intérêt obtenu par le placement des excédents de

## Frais

caisse provisionnaires a atteint \$28 millions. Le placement effectué par la Société dans Westcoast Transmission Company Limited a produit presque toute la participation au bénéfice des sociétés affiliées d'un montant de \$16 millions. Le total des revenus est passé de \$739,8 millions en 1979 à \$1 019 millions, soit une augmentation de \$279,2 millions (37,7 pour cent).

Les frais ont augmenté de \$501,3 millions en 1979 à \$699,9 millions en raison de la hausse du coût d'achat du pétrole brut et des produits destinés aux activités de raffinage et de mise en marché; de l'inclusion des activités de Syncrude pendant une année complète; du démarrage des activités d'extraction d'éthane à Empress et de l'incidence de l'inflation sur les frais.

## Bénéfice

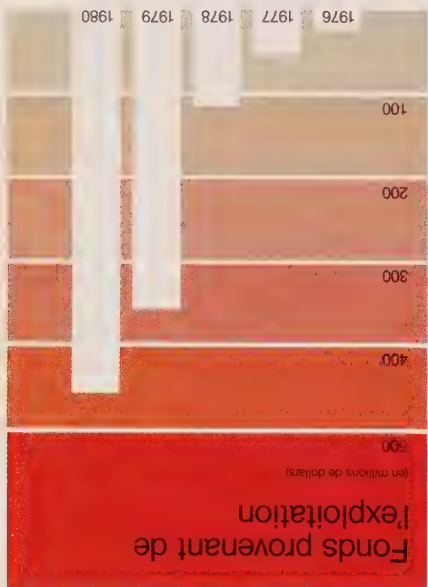


\* Après déduction des dividendes sur les actions privilégiées de PCX, le bénéfice a été de \$13,6 millions en 1978, de \$95,8 millions en 1979 et de \$107,9 millions en 1980.

Le bénéfice avant impôts sur le revenu et avant dividendes sur actions privilégiées de la filiale a atteint \$319,2 millions comparativement à \$253 millions en 1979. La provision de \$155,5 millions pour les impôts sur le revenu a donné un bénéfice net avant dividendes sur actions privilégiées de la filiale de \$163,7 millions, soit une

## Fonds provenant de l'exploitation

augmentation de \$37,7 millions (29,9 pour cent) par rapport à 1979. Les dividendes versés sur les actions privilégiées émises aux banques canadiennes pour financer l'acquisition en 1978 de Pacific Petroleum Ltd. ont atteint \$107,9 millions, ce qui laisse un bénéfice net après dividendes sur actions privilégiées de \$55,7 millions, soit une augmentation de 84,4 pour cent comparativement au chiffre de \$30,2 millions obtenu en 1979.



Le fonds provenant de l'exploitation a augmenté de \$99,8 millions (27,9 pour cent), passant de \$357,7 millions en 1979 à \$457,5 millions en 1980. Ce montant comportait le bénéfice avant dividendes (\$163,7 millions), plus les postes n'exigeant pas de dépenses d'encaisse (\$293,8 millions); impôts sur le revenu reportés (\$156,4 millions); amortissement et épuisement (\$142 millions), moins autres crédits nets (\$4,6 millions).



## Mise au point, Marketing

Preuve de sa participation croissante dans les activités de mise au point, Marketing, Petro-Canada a activement contribué à des programmes de recherche au cours de 1980, en examinant de nouvelles techniques de traitement possibles et en identifiant des opportunités commerciales tout en mettant l'accent sur la valorisation des sables pétroliers, du pétrole lourd et des fuels optionnels.

On a étudié durant l'année plusieurs projets importants. Le procédé d'hydrocraquage CANMET, soit une nouvelle technologie relative au rendement élevé mise au point par le Ministère fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources, a vu sa valeur technique et économique confirmée. On a initié les travaux d'ingénierie d'une usine semi-commerciale de démonstration. Des études de praticabilité technique et économique ont également été entreprises pour l'achat et l'exploitation de la raffinerie Come-BY-Chance à Terre-Neuve ainsi que pour la construction d'une usine de valorisation du pétrole lourd, dans l'est du Canada. Dans ce dernier cas, on a recommandé au Gouvernement du Canada d'entreprendre une autre étude de praticabilité: Petro-Canada s'est jointe à un consortium de raffineurs de la région de Montréal et à la Société québécoise d'initatives pétrolières (SOQUIP) pour mener à bien une telle étude.

## Affaires sociales et environnementales

La Direction de Petro-Canada est d'avis qu'une société de la Couronne a la responsabilité spéciale d'établir un équilibre sain entre le besoin de fournir des sources additionnelles d'hydrocarbures au Canada et celui de respecter l'environnement social et biophysique du pays.

Par conséquent, au cours des phases de conception et de planification de chaque projet, on compile un plein inventaire de son environnement social et physique et on prévoit les répercussions possibles du projet. Cette analyse est ensuite incorporée dans la planification du projet à tous les niveaux de gestion, y compris les décisions relatives à la réalisation même du projet.

L'évidence en est fournie par les travaux de la Société dans l'Arctique. Durant 1980, des études de champs pour le Programme d'études sur l'environnement marin de l'Arctique de l'Est (EEMAE) ont été complétées au coût de \$9,8 millions. Petro-Canada a commandité des études scientifiques et socio-économiques dans la région de Baffin Bay-Lancaster Sound dans l'est de l'Arctique afin d'obtenir des données de base d'après lesquelles on pourra préparer un énoncé sur l'impact environnemental. Ces mesures ont été adoptées avant que la Société décide de développer des plans de forage pour la région.

Les spécialistes environnementaux du projet Canstar, entreprise conjointe des sables pétroliers à laquelle participe Petro-Canada, ont entrepris une série d'études de recherche en parallèle avec la mise au point de plans pour le projet. Les secteurs qui seront étudiés incluent la mise en valeur des terres, la gestion de l'habitat de la faune, les études atmosphériques, les inventaires de ressources archéologiques et historiques, l'évaluation de l'impact social et l'analyse des facteurs coût et bénéfices. On étudie présentement les avenues qui peuvent être ouvertes pour la participation publique et l'implantation de la population locale dans le projet.

Petro-Canada a assumé la gestion du Programme d'études biologiques pour le large du Labrador (OLABS) en 1980, dont une partie impliquait la préparation d'une évaluation environnementale intérimaire pour la région costale du Labrador. Des études de champs se poursuivront en 1981.



# Fabrication, et mise au point/ marketing

## Fabrication

A la raffinerie de pétrole de Petro-Canada à Taylor (Colombie-Britannique), on a commencé la construction en 1980 d'un programme d'expansion de \$23 millions qui doit être complété à la fin de 1981. L'expansion augmentera la capacité de l'usine à produire 700 mètres cubes quotidiens de plus, c'est-à-dire de 2 500 mètres cubes jusqu'à 3 200 mètres cubes par jour afin d'aider à satisfaire la demande croissante en faveur des produits pétroliers raffinés de Petro-Canada.

A Empress (Alberta), la nouvelle unité d'extraction d'éthane turbo-expansion, la plus importante de son genre dans le monde, a complété sa première année entière d'exploitation, en satisfaisant aux spécifications du design et en contribuant des revenus additionnels substantiels à la marge d'auto-financement de la Société. L'usine peut produire 4 300 mètres cubes par jour d'éthane et 3 300 mètres cubes par jour de propane, de butane et de condensat. L'éthane produit par l'usine Empress de Petro-Canada contribue une part importante à la charge d'alimentation en éthane de l'usine d'éthylène Alberta Gas Ethylene Company Ltd. qui fonctionne à l'échelle mondiale à Joffre (Alberta).

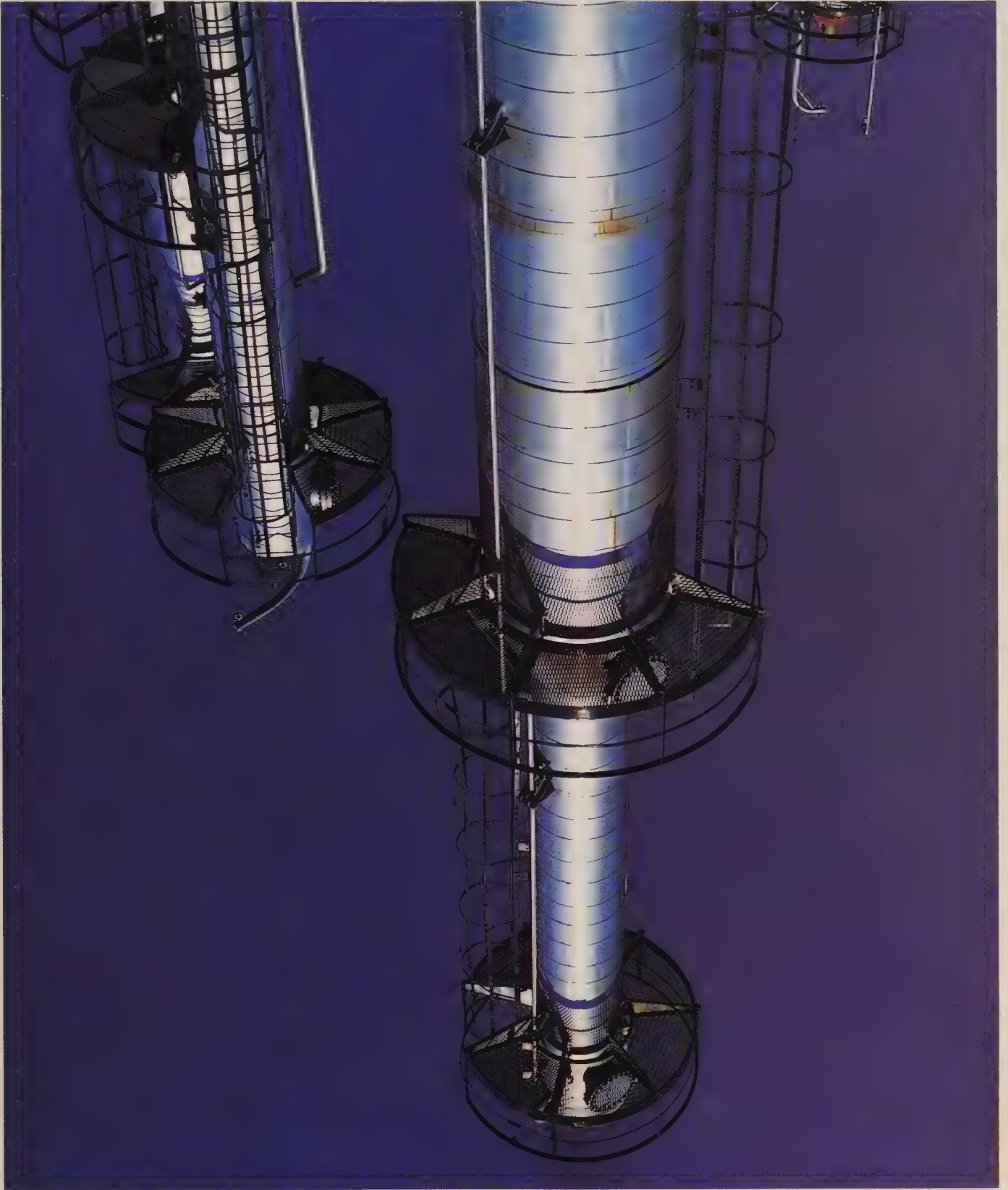
On a commencé en 1980 une expansion de la raffinerie de la Société.



En 1980, les stations-service de Petro-Canada affichaient un nouveau motif visuel.

## Marketing

La marque Petro-Canada est apparue pour la première fois en 1980 sur les marchés de détail, de gros et de consommation grâce à un nouveau symbole et à une méthode d'identification qui présente la Société dans un style agressif et clair. En utilisant des études qui établissaient clairement l'appui général des Canadiens pour Petro-Canada dans le domaine du marketing, on a sélectionné un motif visuel qui affiche la feuille d'érable et qui met en évidence l'importance du concessionnaire individuel dans l'exploitation au détail. C'est en octobre que l'on a présenté la nouvelle identité de la Société en installant de nouvelles enseignes et en lançant une campagne publicitaire multi-media pour informer le public. Les cartes de crédit de Petro-Canada ont été émises à 240 000 clients. La réponse du marché a été très encourageante, les ventes ont immédiatement dépassé 15 pour cent dans ces débouchés ré-identifiés. Le volume total des produits pétroliers raffinés vendus par les 352 débouchés de détail et les 55 débouchés de gros de la Société ont augmenté de 8,2 pour cent par rapport à l'année précédente, soit plus du double de la croissance des ventes de l'industrie dans l'ensemble pour l'Ouest du Canada. Les demandes de nouvelles cartes de crédit ont augmenté par un facteur de six.





# Expédition et projets spéciaux

## Projet pilote de l'Arctique

Le Projet pilote de l'Arctique, organisé et dirigé par Petro-Canada, propose d'expédier par méthaneier brise-glace à l'année longue du gaz naturel liquéfié (GNL) depuis les îles de l'Arctique du Canada. Si ce projet réussit, il constituera le premier pas dans le développement d'une méthode de transport viable et acceptable du point de vue environnemental pour les ressources de l'Arctique du Canada. Ce projet placera le Canada à l'avant-garde de la navigation marine dans l'Arctique et il fournira le stimulant nécessaire au développement d'une industrie canadienne de technologie supérieure pour les produits exportables. Ce projet est basé sur l'exportation (par déplacement) d'un

petit volume de gaz à coût élevé des régions reculées; il encouragera l'exploitation du traitement de gaz, l'électronique, l'ingénierie, les industries de construction navale et de services marins du Canada. Le projet fournira aussi la première marge d'autofinancement aux explorateurs de l'Arctique supérieur et par conséquent, il stimulera davantage l'exploration des ressources d'hydrocarbures de l'Arctique du Canada. En 1980, Petro-Canada signait des ententes d'achat de 50 milliards de mètres cubes de gaz naturel de l'Arctique avec Panarctic Oils Ltd., ainsi que des ententes de vente de gaz avec un consortium dirigé par Tenneco Inc. Ces contrats ont fait progresser le projet de façon considérable. La Société a également été soumise à sa première expérience de révision environnementale en Arctique supérieur. En avril, il y eut des audiences publiques officielles relatives à la Demande à Resolute Bay, Arctic Bay, Grise Fiord et Pond Inlet devant la Commission fédérale d'évaluation environnementale (CEE). Plus tard dans l'année, le ministère de l'Environnement a annoncé qu'il considérait le projet acceptable du point de vue environnemental, pourvu que certaines conditions soient remplies. Les documents relatifs à la Demande originale déposée en 1979 auprès des organismes réglementaires fédéraux ont été retirés durant l'été de 1980 et remplacés par des documents plus complets et mis à jour. Les associés du projet sont Petro-Canada (gestionnaire), 37,5 pour cent, la société albertaine Nova, 25 pour cent, Dome Petroleum Ltd., 20 pour cent, et Melville Shipping Ltd., 17,5 pour cent. A la fin de 1980, le Projet pilote de l'Arctique avait dépensé \$25 millions pour des travaux d'ingénierie préliminaires et d'évaluation du projet par rapport à l'intérêt public dont la part de Petro-Canada fut de \$10,9 millions.

## Westcoast Transmission Co. Ltd.

### Projet Gaz polaire

L'intérêt de 25 pour cent de la Société dans le Projet Gaz polaire aide à appuyer les études économiques, environnementales et techniques qui sont faites pour déterminer la praticabilité d'un gazoduc à long terme conçu pour transporter le gaz naturel de l'Arctique arctique vers les marchés du sud du Canada et d'exportation.

## Pipeline Trans-Québec et Maritimes

Petro-Canada dispose d'une option pour acquérir un intérêt de 10 pour cent dans le projet de Pipeline Trans-Québec et Maritimes, un projet d'acheminement du gaz naturel de l'ouest canadien vers les marchés du Québec et des Maritimes.



Petro-Canada s'est préparée en 1980 à participer de façon importante à l'industrie houillère du Canada. A mesure que les produits pétroliers se rarefient et que leur coût à l'unité de production augmente énormément, le charbon va continuer d'accroître son importance comme source énergétique pour le Canada. Petro-Canada possède des intérêts considérables dans des propriétés de charbon non développées du nord-est de la Colombie-Britannique et du sud-ouest de l'Alberta. La Société a formé une nouvelle Division du charbon en 1980 afin de gérer et évaluer ses propriétés tout en mettant l'accent préliminaire sur l'exploration. Aux propriétés de Petro-Canada à Monkman Pass, en Colombie-Britannique, à 130 kilomètres au sud de Dawson Creek, on a complété les travaux d'exploration et d'ingénierie en 1980 afin de délimiter deux régions principales pour la production de charbon métallurgique. Les associés de ce projet à intérêt combiné de 50 pour cent sont Canadian Superior Oil Ltd. et McIntyre Mines Ltd. L'exploration de la mine de charbon de Kipp, située à 15 kilomètres au nord-ouest de Lethbridge, en Alberta, a permis la production d'un échantillon de 700 tonnes de charbon pour nettoyage avant de le tester pour utilisation par des clients possibles. Des études de praticabilité et d'économie, qui pourraient produire des ventes commerciales, ont débuté à la fin de 1980. Union Gas détiend un intérêt de 20 pour cent dans cette propriété.

L'un des pilotes évaluera le potentiel d'exploitation du réservoir par la vapeur tandis que le second évaluera combustion avançante. Ce projet est appelé Saskatchewan Heavy Oil Program (SHOP).

Primrose

Dans la région Primrose de l'Alberta, Petro-Canada a poursuivi un programme de 35 puits sur 505 kilomètres carrés à l'intérieur du Primrose Lake Air Weapons Range. On a foré un total de 78 puits jusqu'à maintenant sur un nombre de 100 puits engagés. On a complété un test de stimulation/vapeur sur un puits dans la section 40 d'un bloc situé immédiatement au nord du Air Weapons Range et on a commencé la construction d'un puits de récupération de pétrole dans cette région reculée afin de déterminer la capacité productrice à long terme de ces réservoirs.

Muriel Lake

A Muriel Lake, à 250 kilomètres au nord-est d'Edmonton, on a complété un projet pilote de pétrole lourd de sept puits. Le pilote a été conçu pour évaluer la stimulation/vapeur comme mécanisme de récupération dans ce réservoir et pour déterminer la viabilité économique d'un projet à longue échelle.

KHOP

Le projet de pétrole lourd de Kinross (KHOP) gère par Petro-Canada au cours de 1980 est une entreprise conjointe de la Société et de l'Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA). C'est un projet en deux phases qui compare le rendement des procédés de la stimulation/vapeur et de combustion avançante dans un réservoir mince. L'opération stimulation/vapeur a nécessité des modifications tandis que l'opération "air" se poursuit telle que conçue avec l'allumage dans le trou planifié pour mars 1981.

MAIS

Au nom d'un consortium de cinq compagnies, Petro-Canada est également gestionnaire du projet pilote hautement promoteur du procédé de minage in-situ (MAIS) dans les gisements de sables pétroliers au nord de Fort McMurray. On a fructueusement foré trois puits à l'horizontale dans des sables pétroliers à des distances allant jusqu'à 460 mètres. Les puits ont été complétés et stimulés par la vapeur; la production du bitume a dépassé les attentes. Petro-Canada est d'avis que la perspective de cette approche pour une production commerciale in-situ devient maintenant des plus encourageantes.

Pétrole lourd

Petro-Canada consacre une proportion accrue de ses efforts à découvrir des gisements de pétrole lourd et à développer la technologie requise pour augmenter la récupération du pétrole lourd. La demande énergétique du Canada exigera qu'une importance plus grande soit accordée aux ressources de pétrole lourd de l'Alberta et de la Saskatchewan et l'exploitation économique de ces ressources requerra la mise au point d'un équipement, de pratiques et de procédés de récupération sophistiqués.

SHOP

Avec ses associés Gulf Canada Ressources Inc. et Saskoil, Petro-Canada a entrepris des travaux préliminaires sur deux projets pilotes thermiques dans le champ Cactus Lake qui doit être géré par Petro-Canada.

## Sables pétrolières

### Canstar

Le plus important nouvel élément de la stratégie de Petro-Canada relative aux sables pétrolières en 1980 a été l'initiation, en association avec la

société albertaine Nova, de ce qui sera le quatrième projet de minage des sables pétrolières du Canada. Ce projet appelé Canstar sera la

première usine des sables pétrolières contrôlée et exploitée par des Canadiens. Les travaux de 1980 ont porté sur la mise au point d'une

organisation pour le projet, la conclusion d'ententes, la révision des programmes de forage pour l'évaluation des concessions. On a

accordé une attention spéciale à la révision et à la mise au point de nouvelles technologies visant à

améliorer les méthodes actuellement utilisées. Le calendrier du projet prévoit la soumission d'une demande

après des autorités réglementaires à la fin de 1982 et le début des opérations du projet vers 1990.

### Synchrude

La part de 12 pour cent de Petro-Canada dans l'usine de minage des sables pétrolières de Synchrude Canada Ltd. située près de Fort

McMurray, en Alberta, a représenté des fonds importants pour la marge d'autofinancement de Petro-Canada

en 1980. Au cours de la première année profitable d'exploitation du projet, la production a contribué 4,7 millions de mètres cubes de

pétrole brut synthétique aux approvisionnements énergétiques du Canada — où la part de Petro-Canada était de 564 000 mètres cubes. En vertu d'une entente de prix conclue avec le Gouvernement du Canada en 1974, les participants de Synchrude ont

reçu des prix mondiaux pour leur production de brut synthétique. Après déduction de la part de Petro-Canada nette de la marge d'autofinancement de la Société au projet a été de \$57,1 millions. Les succès opérationnel du projet Synchrude au cours de sa deuxième

année entière d'exploitation offre beaucoup d'encouragement aux possibilités d'exploitation future des sables pétrolières. C'est en 1976 que

## Sables pétrolières et pétrole lourd

Les ressources de sables pétrolières et de pétrole lourd du Canada sont vraiment considérables: on estime qu'elles excèdent 160 milliards de mètres cubes de pétrole en place dans les régions de l'Athabasca, Peace River, Cold Lake et Lloydminster en Alberta et en Saskatchewan.

Mais c'est dans les régions énergétiques recouvertes qu'il reste surtout des sables pétrolières et du pétrole lourd. En dépit du succès des

deux usines de minage des sables pétrolières et de plusieurs usines pilotes des sables pétrolières et de pétrole lourd déjà en exploitation, on

reconnait que la technologie requise pour la récupération et le traitement du bitume et du pétrole lourd en est encore dans son enfance. Il faudra

des travaux de recherche considérables pour toutes les phases d'exploitation des sables pétrolières et du pétrole lourd. Dans la région

minable, il faudra arriver à réduire les coûts du minage et à extraire le bitume du sable de façon

plus efficace. Dans les gisements plus profonds, il reste à construire le premier projet viable in-situ du pays. Et dans toutes

les régions, le traitement ou la valorisation de la substance visqueuse et sulfureuse nécessite un investissement et un

perfectionnement considérables. Petro-Canada s'est fermement engagé à exploiter en temps opportun les réserves de sables pétrolières et de pétrole lourd du Canada comme l'un des premiers objectifs de sa politique, tout en utilisant au maximum l'expertise canadienne et en faisant bénéficier au maximum l'industrie canadienne. On a

compté en 1980 un Centre de recherche de \$10 millions comme partie de cet engagement global. L'usine pilote de Kinsella est un projet en deux phases pour tester des techniques de récupération.

Petro-Canada acquiert son intérêt dans le projet du gouvernement fédéral. L'investissement de la Société à la fin de l'année 1980 était de \$293,1 millions, dont \$10,2 millions ont été consacrés en 1980 à des projets d'exploitation en cours.

### Alsands

### Le Projet PCEJ

En 1980, Petro-Canada continuait son rôle de gestionnaire, au nom d'un consortium de quatre sociétés, du projet innovateur PCEJ, une usine pilote in-situ construite pour tester le procédé de récupération breveté de préchauffage à l'électricité poussé par la vapeur, ainsi que le procédé de stimulation/vapeur dans des

conditions de champs. Les associés du projet sont Petro-Canada, Canada Cities Service, Ltd., Esso Resources Canada Ltd., et Japan Canada Oil Sands Ltd.

La Phase 1, dont la construction a été complétée en 1980, implique les travaux de deux champs pilotes adjacents, à 40 kilomètres au sud de Fort McMurray (Alberta). Le projet

pilote le plus important de préchauffage à l'électricité consiste en quatre puits électrodes spécialement conçus qui ont été forés pour transmettre un courant électrique dans le gisement des sables

pétrolières afin de chauffer et réduire la viscosité du bitume. Un pilote adjacent de stimulation/vapeur dans deux puits a également débuté en décembre 1980.







Sur la côte Est, les difficiles conditions environnementales qui prévalent au large des côtes du Labrador requièrent un équipement spécialisé et sophistiqué, bien difficile à obtenir sur une base saisonnière limitée. Afin de s'assurer un tel équipement pour la saison 1981, Petro-Canada s'est engagée en 1980 à un total de quatre plates-formes de forage de positionnement dynamique et à une unité de semi-submersible automotrice par contrats à long terme. Cet équipement est assigné à d'autres sociétés à travers le monde en dehors de la saison canadienne.

Petro-Canada s'est également engagée à participer à 50% à une entreprise conjointe avec Sedco Inc. afin de construire une plate-forme de forage semi-submersible de positionnement dynamique pour le large. Cette plate-forme à un coût total évalué à environ \$150 millions est sous contrat à Petro-Canada pour cinq ans afin d'augmenter la capacité d'exploration au large de la Société.

La Direction de Petro-Canada est d'avis qu'une autre plate-forme de forage semi-submersible sera nécessaire pour son programme de la côte Est à long terme. Au cours de 1980, la Société a donc invité des entrepreneurs de forage privés canadiens à soumettre des propositions relatives au design, à la construction et aux opérations d'un nouveau navire dont la Société partagerait la propriété et un contrat à long terme afin de fournir le stimulant financier nécessaire au projet.

Le forage d'exploitation de Brazeau River a été l'un des nombreux secteurs importants d'activité.





## Forage d'exploitation

Petro-Canada a poursuivi un programme agressif de forage d'exploitation en 1980 afin de maintenir la capacité de production et pour ajouter aux réserves. La Société a participé aux travaux de 285 puits bruts d'exploitation de pétrole et de gaz. De ce nombre, 266 puits bruts ont été complétés comme producteurs de pétrole et de gaz.

Les principales régions d'activité comprenaient le gisement de pétrole lourd de Cactus Lake, où l'on a foré 69 puits pour exploiter une découverte antérieure; Utikuma, où le forage d'exploitation continu a ajouté quatre puits de pétrole au gisement total; Brazeau River (West Pembina), où l'on a complété trois puits de gaz et deux puits de pétrole à mesure que la région continue de remplir ses premières promesses; la région Medicine Hat/Alderson du sud-est de l'Alberta, où l'on a foré 56 puits de gaz de remplissage et Ojay, dans la vallée de Grizzly Valley du nord-est de la Colombie-Britannique, où l'on a foré un puits d'exploitation fructueux.

Il y eut également d'autres programmes de forage d'exploitation de plusieurs puits en 1980 à Bellshill Lake, Ferrier, Bigoray, Hairy Hills et Boyer (Alberta); et dans les régions de Buick Creek, Clarke Lake et Laprise (Colombie-Britannique).

## Installations de traitement pour le pétrole et le gaz

Petro-Canada entreprenait en 1980 un programme d'investissement important avec un capital accru dans le but d'ajouter des installations nouvelles pour la production de pétrole et de gaz. La Société a

## Division de forage

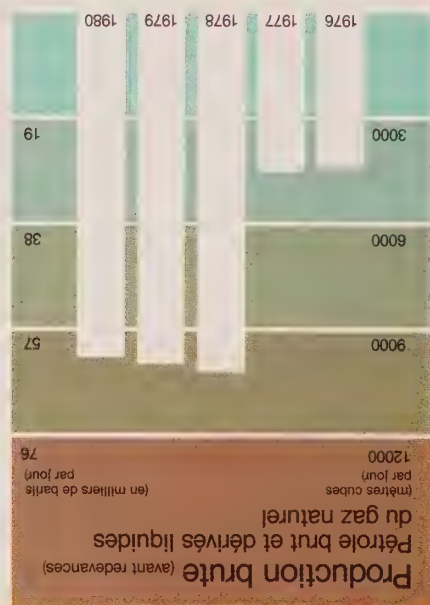
également mis l'accent sur les installations de valorisation et sur le remplacement des vieilles installations. On a entrepris une construction majeure à Brazeau où des installations d'injection par déplacement miscible à haute pression ont été complétées pour desservir trois des gisements de la région par Petro-Canada. L'injection dans deux de ces gisements a débuté en 1980. On a complété en 1980 les installations de compression au champ Yoyo, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, ainsi que la construction des installations de recyclage des gaz dans le champ Kaybob. Ce dernier équipement permettra le recyclage d'un réservoir de gaz à condensat élevé qui produira de nouvelles ventes de gaz naturel et de gaz liquide de pétrole. A Utikuma, on a complété une expansion majeure des installations de manutention de pétrole et de gaz de solution, ce qui a permis une hausse substantielle de la production depuis ce champ pétrolier hautement profitable mais complexe du point de vue géologique où l'on a fait de l'exploitation pendant plusieurs années.

En tout, Petro-Canada a participé au forage de 501 puits de pétrole et de gaz dans l'Ouest du Canada en 1980 où Petro-Canada était gestionnaire de 327 puits. Ce total incluait 176 puits exploratoires (94 forés par Petro-Canada), 188 puits d'exploitation classique (105 forés par Petro-Canada), 97 puits d'exploitation de pétrole lourd (88 forés par Petro-Canada), et 40 puits de sables pétroliers forés par Petro-Canada.



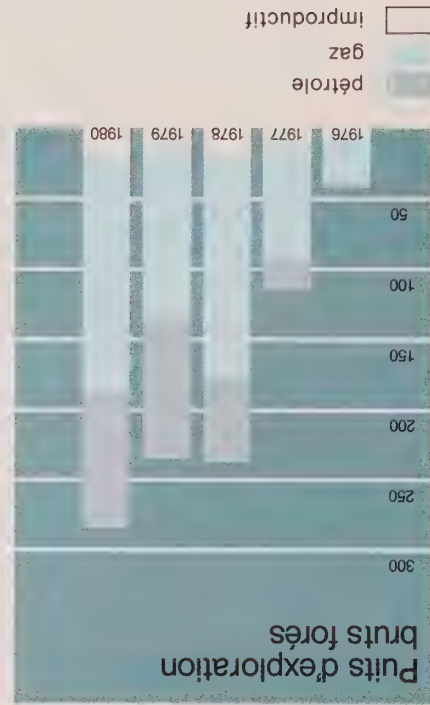
# Production, réserves et exploitation

## Production



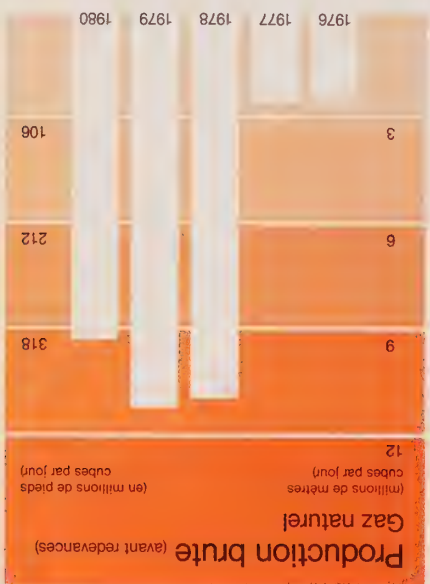
Petro-Canada continue d'être un producteur important de pétrole et de gaz naturel au Canada. La Société a produit durant 1980 une moyenne de 9 924 mètres cubes quotidiens de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel, alors que la production quotidienne moyenne de gaz naturel était de 9 326 mètres cubes. La part de la production de Petro-Canada de l'usine Syncrude Canada Ltd. a totalisé une moyenne de 1 545 mètres cubes par jour.

Les niveaux de production étaient plus bas que ceux qu'on a rapportés en 1979. La production de pétrole et des dérivés liquides du gaz naturel a été réduite de 11 pour cent par suite de la réduction des marchés pour le pétrole lourd et de la proration de la production de pétrole brut léger et moyen. La production de gaz a décliné de 19 pour cent par suite de la baisse sérieuse dans la demande d'exportation, particulièrement en Colombie-Britannique où la Société produisait environ 50 pour cent de son gaz dans le passé.



L'exploitation des champs dans les régions de pétrole lourd ne représente que l'une des régions recueillies du Canada où se fait l'exploitation.

## Réserves



Au 31 décembre 1980, les réserves liquides du gaz naturel de Petro-Canada étaient de 48,7 millions de mètres cubes. La Société a produit 3,6 millions de mètres cubes de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel durant 1980. Les additions et les révisions aux réserves ont totalisé 3,5 millions de mètres cubes, soit une baisse nette de 0,1 million de mètres cubes dans les réserves. Quant au gaz naturel, les réserves prouvées au 31 décembre 1980 sont demeurées à 115,4 milliards de mètres cubes. La production a été de 3,4 milliards de mètres cubes en 1980. Les réserves ont totalisé 11,0 milliards de mètres cubes, ce qui a fait que la Société a ajouté 7,9 milliards de mètres cubes nets à ses réserves de gaz naturel en 1980. Ces chiffres représentent les réserves classiques prouvées qu'on a estimées et n'incluent pas la part de Petro-Canada dans les réserves de Syncrude ou dans les réserves qui peuvent être attribuées à des régions étrangères ou recueillies.





Dans le secteur norvégien de la mer du Nord, une nouvelle découverte substantielle de pétrole a été faite dans un bloc de 500 kilomètres carrés où la Société détient un intérêt net de cinq pour cent. On planifie pour 1981 d'autres relevés sismiques ainsi qu'un puits complémentaire dans ce bloc situé dans une région qui n'avait jamais été explorée.

En Espagne, nos intérêts incluent le champ productif Casablanca et la participation au projet voisin El Centro. Le champ Casablanca a été raccorde au rivage par gazoduc au cours de 1980 et à la fin de l'année, il produisait 2 700 mètres cubes par jour. Petro-Canada a un intérêt de 7,58 pour cent dans ce champ.

En Extrême-Orient, la Société a participé et complété sept programmes sismiques importants dans des régions situées au large de la République populaire de Chine. Les interprétations finales de l'un des sept blocs ont été complétées en 1980; l'évaluation des six blocs qui restent se poursuivait à la fin de l'année.

Le gisement Casablanca, raccorde au rivage au cours de 1980, fut foré avec le Bideford Dolphin.

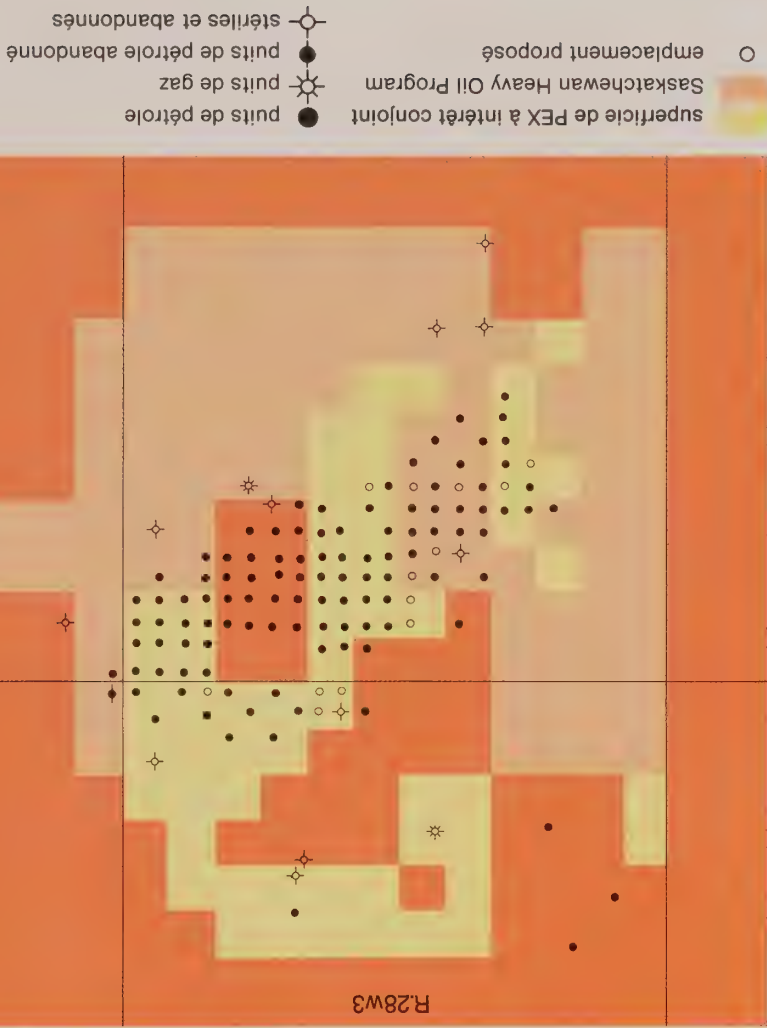


Un autre secteur important de succès en 1980 a été l'addition aux réserves de pétrole lourd de Petro-Canada qu'on a obtenue dans la région Cactus Lake (Saskatchewan). Ce gisement, qu'on estime à 29 millions de mètres cubes de pétrole, représente l'un des plus importants nouveaux développements de pétrole lourd du Canada. Petro-Canada gère le Projet Cactus Lake avec Gulf Canada Resources Inc. et Saskatchewan Oil and Gas Corporation (Saskoil) comme associés. Bien que d'une qualité moins élevée que les réserves plus petites qui restent de pétrole léger classique, les nouvelles réserves de pétrole lourd sont également d'une grande importance pour le développement de l'approvisionnement du Canada à moyen et à long terme.

Petro-Canada a également poursuivi son programme équilibré d'acquisition de terres dans l'Ouest du Canada au cours de 1980. Les nouvelles acquisitions ont presque compensé les pertes de terres dues aux sélections de concessions, aux remises et aux expirations. À la fin de l'année, la Société détenait 4 925 512 hectares bruts de terres et 2 399 669 hectares nets.

## Réservoir pétrolière Cactus Lake

R.28w3





# L'Ouest du Canada

L'Ouest du Canada

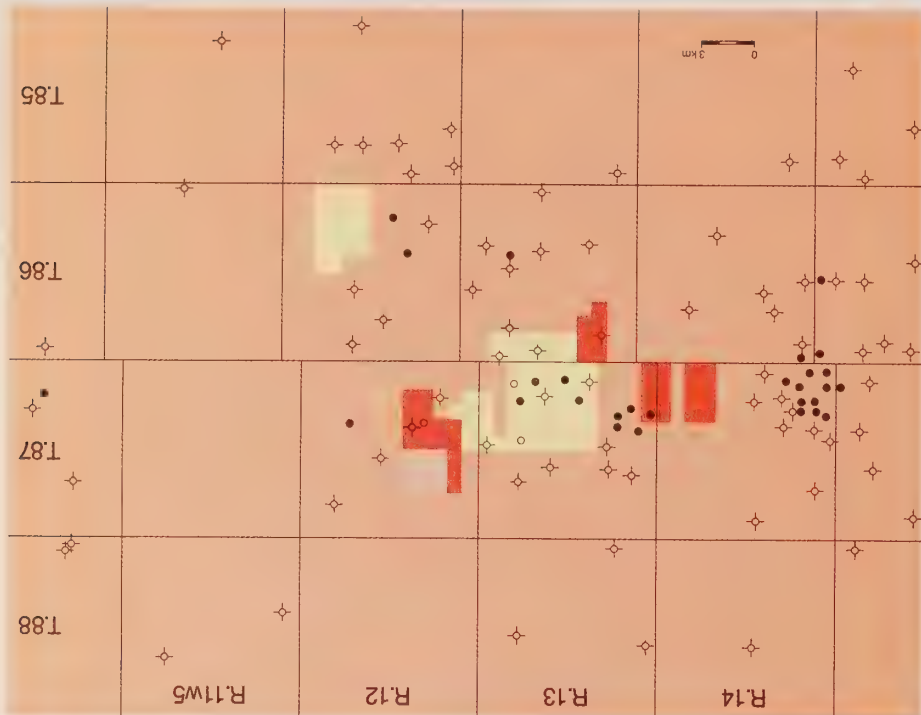
Le programme continu d'exploration agressive dans l'Ouest du Canada de Petro-Canada a rapporté des additions importantes de réserves au cours de 1980 et la promesse d'additions ultérieures en 1981 par suite des travaux de forage et des acquisitions de terres réalisés en 1980.

La Société a participé au forage de 176 puits exploratoires, dont 73 furent des puits de gaz fructueux; 40 des puits de pétrole; 56 furent stériles et on les abandonna tandis que sept puits ont été suspendus en attendant l'évaluation. Petro-Canada fut le gestionnaire de 94 des 176 puits exploratoires.

Deux des régions où Petro-Canada a participé à la découverte de nouvelles réserves pétrolières en 1980 ont été la région Golden de Peace River Arch en Alberta, où l'on a découvert du pétrole léger classique, et la région Cactus Lake en Saskatchewan, où l'on a trouvé du pétrole lourd.

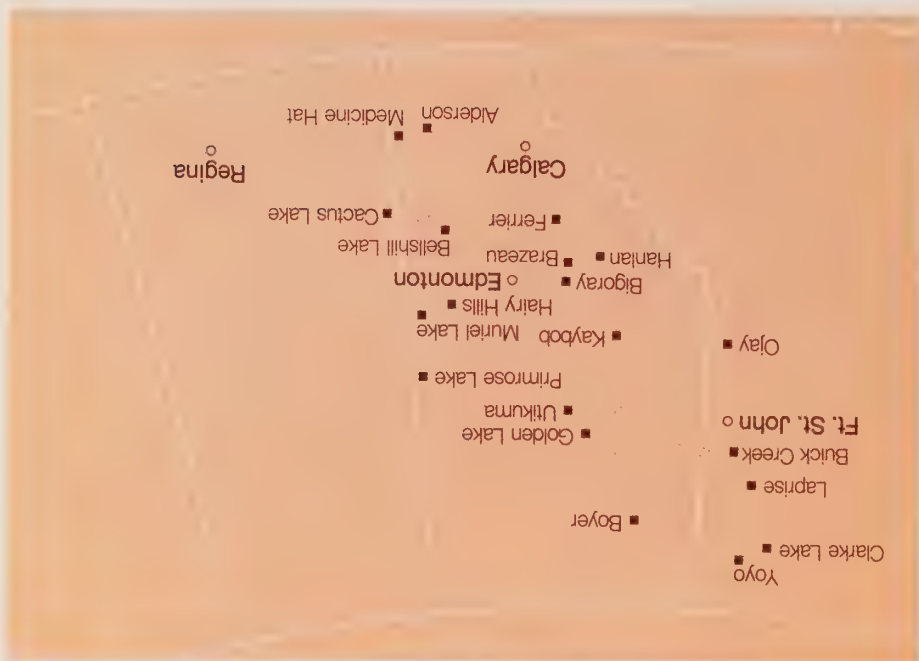
La découverte de Golden est typique de ce que la Direction de Petro-Canada croit être représentatif des réserves de pétrole léger classique qui restent dans le sol. Les prévisions de Petro-Canada suggèrent qu'il reste d'importants volumes de pétrole de cette qualité à découvrir dans l'Ouest du Canada. Toutefois, les additions de réserves auraient tendance à se concentrer dans des champs relativement petits qui nécessiteront un niveau de forage exploratoire accru. Ces additions de réserves sont d'une importance particulière pour le Canada non seulement à cause de leur haute qualité, mais aussi à cause de leur disponibilité immédiate pour le marché canadien — avant que l'on ne puisse mettre en service la production des réserves des régions reculées et la nouvelle production des sables pétrolières.

terres de PEX à intérêt de 100%  
terres de PEX à intérêt conjoint  
puits de pétrole stériles et abandonnés  
emplacements proposés



Région Golden Lake

Les régions clés de 1980



Comme partie du groupe d'exploration des îles de l'Arctique (AIEG) géré par Panarctic Oils Ltd., Petro-Canada a participé au forage de trois puits du bassin Sverdrup des îles de l'Arctique au cours de 1980. A la fin de l'année, Petro-Canada possédait 45 pour cent de Panarctic Oils Ltd.

Les puits Whitefish 2H-63 foré depuis la même plate-forme de forage que la découverte de gaz Whitefish H-63 de 1979, a pleinement évalué la découverte de l'année précédente. Le puits a été foré à une profondeur totale de 3 003 mètres et a révélé un débit maximum de gaz de 1,2 millions de mètres cubes par jour depuis trois zones séparées. On croit maintenant que la structure Whitefish contient environ 64,5 milliards de mètres cubes de gaz et cette découverte représente un pas significatif dans l'exploration d'hydrocarbures des îles de l'Arctique du Canada.

Un autre forage réussi de 1980 a été celui de Char G-07, foré à 42 kilomètres au sud-est de l'île King Christian. Foré à une profondeur totale de 2 180 mètres, la couche principale a produit un écoulement de gaz allant jusqu'à 0,51 million de mètres cubes par jour et l'on a découvert un nouveau champ de gaz au large comparable en dimension à d'autres gisements de gaz de la région.

On a abandonné un troisième puits, Balaena D-58, foré à 16 kilomètres au sud-est du champ gazéifère de King Christian. Toutefois, on a découvert des traces de pétrole dans les puits Balaena et Char.

Les travaux de 1980 sur la structure Whitefish située dans l'Arctique du Canada ont évalué encore mieux l'importante découverte de 1979.





canadiennes, Home Oil Company Limited, dans un programme à long terme devant faciliter la participation de sociétés canadiennes dans l'exploration en régions reculées.

Un deuxième puits à intérêt du programme d'amodiation de Petro-Canada sur la superficie Hopedale a été foré en 1980. Le puits, South Labrador M-79, géré par Chevron Canada Ltd., a été foré dans

le voisinage de la découverte de gaz d'Hopedale de 1978 à une profondeur totale de 3 571 mètres. Il faudra effectuer des travaux complémentaires dans d'autres possibilités des environs au cours des saisons futures de forage.

équidistance: 100 millisecondes





## Au large de la côte Est du Canada



### Le Projet Labrador

années 1990.

Ces résultats représentent un événement extrêmement important pour le Canada vers la réalisation de son autosuffisance en production pétrolière pour le début des années 1990.

Un des événements importants de 1980 a été l'entrée en scène de Petro-Canada comme gestionnaire du Projet Labrador. Un fructueux programme d'exploration où l'on a utilisé trois plates-formes de forage de positionnement dynamique a produit le forage et la complétion de trois puits exploratoires de reconnaissance ainsi que le forage par battage de deux autres puits comme partie d'un programme d'exploration à long terme au large du Labrador. Les puits abandonnés sont Gilbert F-53, foré par battage en 1979; Roberval C-02, foré pour évaluer la découverte d'hydrocarbures indiquée de Roberval K-92, et Ogmund F-72. Les deux puits forés par battage en 1981 (et les programmes de forage subséquents) sont Leif North I-05 et North Bjarni F-06. De plus, des travaux de test ont débuté à la découverte Total Eastcan et al Bjarni 0-82 de 1979 mais on n'a pu compléter le test à cause du mauvais temps à la fin de la saison de forage.

Pour mener à bien les travaux du Programme Labrador, Petro-Canada réunissait en 1980 une équipe de spécialistes hautement qualifiés, expérimentés dans les projets internationaux d'exploration qui se font au large des côtes.

Le Programme Labrador a été complété de façon fructueuse sans délai majeur et à des coûts bien en dedans du budget.

### Le détroit de Davis

Le puits Hekja 0-71, qui indiquait des hydrocarbures en 1979, a été approfondi à l'objectif visé durant 1980, puis testé et réussi comme puits de gaz.

Le Programme Hekja a été géré par Aquitaine Company of Canada Ltd. Petro-Canada a participé à 25 pour cent des dépenses afin d'acquérir un intérêt de 15 pour cent dans 80 000 kilomètres carrés de concessions sous permis. Petro-Canada a remis une partie de ses intérêts dans le programme à deux compagnies

# Exploration

## La côte Est

### Le Grand Banc

Les succès les plus importants d'exploration dans les régions reculées en 1980 ont été les deux puits de délimitation encourageants forés dans le gisement pétrolier d'Hibernia ainsi que la découverte possible d'un second champ pétrolier à Ben Nevis dans le même bassin sédimentaire d'Hibernia. Il est très encourageant de découvrir une combinaison de zones et de réservoirs multiples d'une capacité élevée de production de pétrole de haute qualité. A Hibernia, la Société a foré deux puits fructueux de délimitation, Mobil et al Hibernia 0-35, et Mobil et al Hibernia B-08 pour exploiter le puits découvert en 1979, Chevron et al Hibernia P-15. Le puits B-08, considéré comme le plus productif jamais foré sur la structure, a prouvé davantage que le champ Hibernia pourrait bien être commercialement rentable. Bien que complexe du point de vue structural et stratigraphique, ce champ doit être davantage foré si l'on veut évaluer sa dimension et établir les caractéristiques de production de ces réservoirs. A la fin de l'année, on forait un troisième puits de délimitation, Hibernia G-55, abandonné par la suite.

On a testé le puits Ben Nevis I-45 pour obtenir du pétrole et du gaz depuis des zones séparées. Un autre puits exploratoire à Mobil et al South Tempest G-88 a été foré à la fin de l'année dans un champ prometteur situé à l'est du sous-bassin Avalon. Il faudra des tests de production pour évaluer la couche qui a été pénétrée.

Un travailleur vérifie l'entretien du bloc obturateur de puits avant de l'acheminer vers le plancher marin.

Le temps lourd, typique du temps au large, enveloppe l'un des navires de forage utilisés dans le programme d'exploration de Petro-Canada sur la côte Est.









## Perspectives

• dans la poursuite de toutes ces activités, n'a cessé d'appliquer les normes les plus élevées de l'étude et de la protection de l'environnement et d'entretenir des relations constantes avec les milieux concernés.

Petro-Canada a pris une décision importante qui va renforcer à l'avenir sa capacité de relever les défis du développement de nouveaux approvisionnements énergétiques. Petro-Canada a fait une offre pour acheter tout l'actif et assumer tout le passif de Petrofina Canada Inc. pour un montant total initial de \$1,46 milliard. Si la transaction est approuvée par le Conseil d'administration et les actionnaires de Petrofina Canada Inc., Petro-Canada aura fait l'acquisition d'une capacité de production additionnelle de 3 320 mètres cubes par jour de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel avant redévances; d'une capacité quotidienne de 2 millions de mètres cubes de gaz naturel avant redévances; d'un intérêt additionnel de cinq pour cent dans l'usine Syncrude; d'un intérêt additionnel de huit pour cent dans le projet Alсанд; d'une raffinerie de 13 500 mètres cubes par jour à Montréal ainsi que de 932 postes d'essence en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Ecosse et dans l'Île-du-Prince-Édouard.

La marge d'autofinancement et le potentiel de fonctionnement de Petro-Canada seront sensiblement réalisables de Petrofina. La valeur des propriétés acquises va augmenter rapidement avec la hausse des prix du pétrole et du gaz naturel et les bénéfices de ces propriétés auront tôt fait d'en dépasser le coût. Les recettes que ces actifs engendreront à l'avenir profiteront entièrement aux Canadiens en tant que propriétaires de Petro-Canada et serviront à financer les projets de développement de

## Le Programme énergétique national

Petro-Canada dans les régions reculées et dans les sables pétroliers. Dans le domaine de la vente au détail, les installations de Petrofina vont compléter celles que Petro-Canada possède déjà dans les marchés de l'Ouest. Ni l'une ni l'autre des deux compagnies ne contrôle actuellement une forte proportion de son marché. Mais ensemble, les deux chaînes vont permettre aux Canadiens d'acheter de l'essence de Petro-Canada d'un bout à l'autre du pays. L'expérience acquise dans l'Ouest permettra à Petro-Canada d'exploiter le réseau de Petrofina de façon très profitable.

Le Programme énergétique national (PEN), projet de loi qui est censé être adopté en 1981, aura des répercussions importantes sur la situation financière et sur le fonctionnement de Petro-Canada.

S'il est approuvé par le Parlement, le programme offrira des stimulants considérables, surtout aux investisseurs canadiens, pour l'exploration en régions éloignées, pour le développement des sables pétroliers et pour le traitement du pétrole jour. Il aura donc pour effet d'augmenter sensiblement le nombre des compagnies canadiennes qui voudront s'engager dans ces domaines. Pour Petro-Canada qui est déjà très engagée dans l'exploration des régions reculées, qui s'est spécialisée dans les techniques d'extraction et qui possède de vastes droits territoriaux, le programme aura pour effet d'augmenter considérablement le nombre des possibilités d'entreprises communes que la Société pourra envisager. Un tel apport de nouveaux associés et de capital aidera beaucoup Petro-Canada dans la poursuite des objectifs d'approvisionnements du Canada, mais augmentera d'autant les niveaux d'activités de la Société et taxera davantage ses ressources et son personnel.

Du point de vue financier, les augmentations d'impôt prévues dans le programme auront pour effet de réduire la marge d'autofinancement provenant de l'exploitation de la Société d'environ 25%.

Toutefois, à cause des investissements considérables de Petro-Canada dans les régions reculées et dans les sables pétroliers et à cause de son statut de propriété canadienne à 100%, les allocations de stimulation envisagées selon le Programme d'encouragements pétroliers seront supérieures à la réduction de la marge d'autofinancement provenant de l'exploitation, ce qui donnera une hausse nette de 23% des fonds disponibles à l'investissement en 1981, en comparaison des prévisions antérieures au Programme énergétique national. Dans les années à venir, l'augmentation des prix du pétrole en vertu du programme contribuera à augmenter encore davantage la marge d'autofinancement de la Société, ce qui lui permettra d'accroître l'accélération du rythme d'activité. Le Programme énergétique canadien stipule aussi que le Gouvernement du Canada conservera un intérêt reporté de 25% dans tous les territoires qui sont sous juridiction fédérale plutôt que provinciale. Cet intérêt reporté pourra bénéficier à Petro-Canada ou à toute autre société de la Couronne et devra être converti en un intérêt de travail de 25% avant d'être engagé sous forme de dépenses d'exploration. Si Petro-Canada a l'occasion de bénéficier de l'intérêt reporté du Gouvernement du Canada dans l'exploitation de découvertes en régions éloignées, cet intérêt contribuera sensiblement à élargir l'approvisionnement en ressources de la Société et à satisfaire à ses besoins de financement. Dans le cas des propriétés productrices, la conversion de l'intérêt en intérêt de travail donnera au public canadien des occasions exceptionnelles de participer au développement des ressources du Canada et garantira que les découvertes profiteront d'emblée aux Canadiens.

- large de la côte Est jusqu'aux confins de la technologie en matière d'exploitation de l'huile lourde et de recherche en fabrication; depuis les études environnementales dans l'Arctique jusqu'à l'activité primordiale de la production, de la fabrication et de la distribution des produits pétroliers.
- En 1980, Petro-Canada:
  - a exécuté un programme d'exploration utilisant trois plates-formes de forage dans la mer du Labrador, se signalant ainsi comme l'une des principales entreprises canadiennes de l'exploration en mer.
  - a participé au forage de délimitation du puits productif Hibernia découvert en 1979 de même qu'à l'exploration de reconnaissance d'autres gisements du Grand Banc et d'autres sites vers le nord, au large de la côte du Labrador.
  - a participé au forage de trois puits dans les îles de l'Arctique y compris celui de Char où on a découvert du gaz, et à l'évaluation de celui de Whitefish qui a donné du gaz en 1979.
  - a exécuté dans l'Ouest canadien un vaste programme d'exploration qui a permis de découvrir de nouveaux champs pétroliers en plus d'un volume considérable de gaz naturel pour grossir les réserves de la Société.
  - a participé dans l'Ouest du Canada au forage de 501 puits de pétrole et de gaz dont 327 sous la gestion de Petro-Canada.
  - a commencé à préparer sa demande de permis en vue de construire au Canada une quatrième usine d'exploitation des sables pétroliers, en association avec la société albertaine Nova.
  - a continué à gérer des exploitations originales dans les sables bitumineux près de Fort McMurray, en Alberta, dont l'une utilise l'électricité et la vapeur pour séparer sur place le pétrole du sable, et l'autre met à l'essai une nouvelle technique minière utilisant des puits forés à l'horizontale et injectés de vapeur.
  - a poursuivi un vaste programme de développement des huiles lourdes
- a exploré et évalué des gisements de charbon dans le nord-est de la Colombie-Britannique et dans le sud-ouest de l'Alberta en vue d'un éventuel développement.
- a guidé le Projet pilote de l'Arctique aux premiers stades des audiences environnementales et réglementaires requises en vue de l'approbation de ce projet qui aura pour effet de créer une nouvelle technologie marine entièrement canadienne pour le transport des ressources depuis la région arctique du Canada.
- a contracté une participation à 50 pour cent dans une entreprise commune en vue de construire une plate-forme de forage marin semi-subsmerisible qui doit être prête à être utilisée dès 1983 pour le programme d'exploration de la Société.
- a constitué une équipe pour mettre en oeuvre et réglementer les modalités de transport requises par l'entente internationale entre le Canada et le Mexique en vue de l'importation, d'Etat à Etat, de pétrole brut mexicain.
- a lancé une vaste campagne de mise en marche pour établir l'identité commerciale des stations-services et des stations de distribution en gros depuis Victoria jusqu'à Thunder Bay; le public, jusqu'ici, a fort bien réagi.
- a achevé la construction d'un laboratoire de recherche de \$10 millions dans le nord-ouest de Calgary, premier stade de l'établissement d'une entreprise intégrée de recherche et de développement de haute technicité entièrement canadienne.
- a fait des évaluations techniques et des études de praticabilité quant à la possibilité de remettre en production la raffinerie de pétrole de Combe-BY-Chance, à Terre-Neuve, et quant à l'opportunité de construire une raffinerie d'huile lourde dans l'est du Canada.

Le vaste éventail des activités pratiquées par les employés de Petro-Canada en 1980 donne une idée saisissante de l'influence de la Société sur le développement énergétique du Canada. Les projets se sont échelonnés depuis Saint-Jean, Terre-Neuve, jusqu'à Victoria, en Colombie-Britannique; depuis les régions reculées de l'exploration au

## Faits saillants de 1980

pour réinvestir dans la poursuite d'un avenir énergétique assuré pour les Canadiens. Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à \$457,5 millions, une augmentation de \$99,8 millions par rapport aux chiffres de 1979 qui étaient de \$357,7 millions. Le Gouvernement du Canada a contribué une somme additionnelle de \$80 millions au financement de la Société et \$19,9 millions ont été recueillis pour du gaz naturel qui a été payé mais non livré, ce qui porte le total du fonds de roulement pour 1980 à \$557,4 millions. Les dépenses en immobilisations se sont élevées à \$439,5 millions. De ce montant, \$190 millions ou 43,2% ont été consacrés à des projets à long terme ou à risque élevé d'exploration en régions éloignées ou de développement de sables pétroliers ou de pétrole lourd. En dépit de l'importance des investissements dans des projets dont le rendement financier n'est pas immédiat, les bénéfices de Petro-Canada ont continué à augmenter en 1980 bien que certains secteurs, comme celui des ventes de gaz, aient été décevants. Les bénéfices nets pour l'année, après paiement des dividendes sur les actions privilégiées, ont été de \$55,7 millions, une augmentation de 84,4% par rapport aux profits de 1979 qui avaient été de \$30,2 millions.



# Les événements de l'année

Les douze mois de 1980 ont été parmi les plus stimulants et les plus mouvementés de l'existence de Petro-Canada.

La Société a reçu au cours de l'année le mandat renouvelé de poursuivre ses entreprises d'exploration et de développement dans les régions éloignées et dans les sables pétroliers, appuyée par la vigueur et le succès financier de ses opérations en exploration, production et marketing dans l'Ouest canadien.

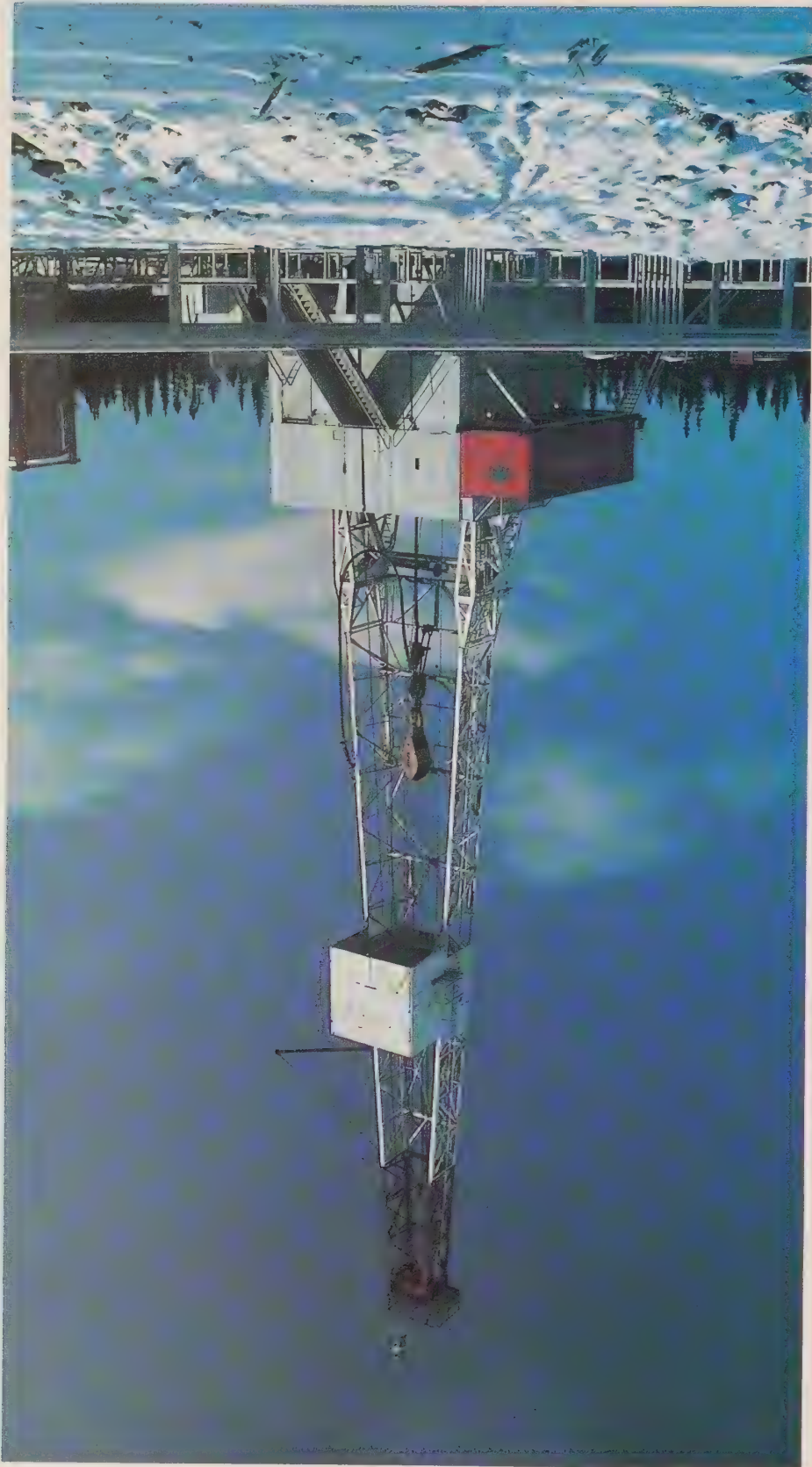
Le personnel de la Société a été extrêmement encouragé du fait que Petro-Canada a pu au cours de 1980 se lancer à fond de train dans tous ses projets de développement. Le mandat renouvelé a donné le feu vert à toutes sortes d'activités vigoureuses et concurrentielles comme les forages d'exploration en mer, au large du Labrador, et l'expansion des installations de production dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

Par ailleurs, Petro-Canada a continué à pouvoir retenir les services des experts les plus chevronnés de l'industrie du pétrole au Canada et dans le monde. C'est ainsi que Petro-Canada a réussi, moins de cinq ans après sa fondation, à constituer une équipe hors pair de professionnels de l'industrie pétrolière dont le Canada a raison de s'enorgueillir.

## Résultats financiers

En ce qui a trait au financement, la Société a continué, au cours de 1980, à produire suffisamment de bénéfices

L'exploration a joué un rôle important dans les activités de la Société dans l'Ouest du Canada.  
Parc de stockage à la raffinerie Taylor (Colombie-Britannique).







Le 31 mars 1981

L'honorable Marc Lalonde, C.P., député  
Ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources du Canada  
Chambre des Communes  
Ottawa, Canada

Monsieur le ministre,

Il me fait plaisir de vous présenter, au nom du Conseil d'administration, le rapport annuel de Petro-Canada pour l'exercice financier qui s'est terminé le 31 décembre 1980.

Selon les directives de la Loi sur l'administration financière, le rapport inclut le bilan consolidé et les divers états s'y rapportant, ainsi que le rapport des vérificateurs.

Veuillez agréer, Monsieur le ministre, l'expression de mes sentiments les plus distingués.

Le Président du  
Conseil d'administration et  
directeur général,



Wilbert H. Hopper

## Conseil d'administration

Wilbert H. Hopper  
Président du Conseil d'administration et directeur général  
Petro-Canada  
Calgary

Donald S. Harvie  
Vice-président du Conseil d'administration  
Petro-Canada  
Président  
The Devonian Group of Charitable Foundations  
Calgary

Marshall A. Cohen  
Sous-ministre  
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources  
Ottawa

J.-Claude Hébert  
Conseiller en affaires  
Montréal

Andrew Janisch  
Président et directeur général  
Opérations  
Petro-Canada  
Calgary

David McD. Mann  
Associé  
Cox, Downie, Nunn and Goodfellow  
Halifax

Thomas K. Shoyama  
Professeur  
Victoria

Ian A. Stewart  
Sous-ministre  
Ministère des Finances  
Ottawa

Paul M. Tellier  
Sous-ministre  
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien  
Ottawa

## Cadres supérieurs

Wilbert H. Hopper  
Président du Conseil d'administration et directeur général

Andrew Janisch  
Président et directeur général  
Opérations

Joel I. Bell  
Premier vice-président  
Finances et Planification

Sam Stewart  
Premier vice-président  
Développement Athabasca

Donald M. Wolcott  
Premier vice-président  
Produits pétroliers et Développement

Robert A. Meneley  
Vice-président de groupe  
Exploration

James M. Stanford  
Vice-président de groupe  
Production

V. Glenn Sundstrom  
Vice-président de groupe  
Marketing et Fabrication

Kenneth G. Donald  
Vice-président  
Charbon

Fred B. Grant  
Trésorier

Stephen D. Lathrop  
Vice-président  
Fabrication

William Morrow  
Vice-président et contrôleur

David P. O'Brien  
Vice-président et conseil général

James C. Scott  
Vice-président  
Exploration - Secteur international

## Siège social

James Scurr  
Vice-président  
Ressources humaines et Administration corporative  
Robert S. Vincent  
Vice-président  
Mise au point, Marketing

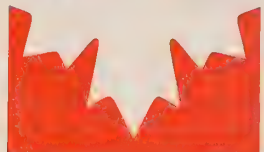
Boîte postale 2844  
Calgary, Alberta  
T2P 3E3  
403-232-8000  
Telex: 03825753

Filiale principale  
Petro-Canada Exploration Inc.

## Vérificateurs

Peat, Marwick, Mitchell & Cie  
Calgary, Alberta  
Canada















BINDING SECT. AUG 7 1985



